

**UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS**

**FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS**

**UNIDAD DE POSTGRADO**

**El mercado de Carbono y el financiamiento de  
proyectos hidroeléctricos en el Perú**

**TESIS**

para optar el grado académico de Magíster en Economía con Mención en  
Finanzas

**AUTOR**

Rogelio Nicolás Macines Romero

**Lima-Perú**

**2009**

## INDICE

	Pág.
Introducción .....	3

### Capítulo I

#### Aspectos Metodológicos

Problema .....	5
Marco Teórico.....	10
Hipótesis .....	23
Objetivos .....	23
Método a utilizar .....	23

### Capítulo II

#### La Energía y Los Problemas Ambientales

2.1 .La actividad económica y el medio ambiente.....	27
2.2. La energía y el cambio climático.....	29
2.3 .El Protocolo de Kioto.....	34

### Capítulo III

#### Consumo y Producción de Electricidad

3.1 Breve reseña del mercado eléctrico .....	39
3.2 Análisis del consumo de electricidad .....	46
3.3 Producción Eléctrica. Recursos Renovables y No renovables.....	48
3.4 Potencial Hidroeléctrico.....	50
3.5 Producción de electricidad y emisiones de CO <sub>2</sub> . Proyecciones.....	52

## Capítulo IV

### El Mercado de Carbono y el financiamiento de proyectos hidroeléctricos

4.1	Dificultades y barreras en la inversión de proyectos hidroeléctricos.....	62
4.2	Fuentes de financiamiento.....	69
4.3	EL Mercado de Carbono .....	76
4.4	EL Mecanismo de Desarrollo Limpio y los proyectos hidroeléctricos.....	81
Conclusiones .....		94
Recomendaciones .....		95
Bibliografía .....		97
Anexos .....		105

## INTRODUCCIÓN

El cambio climático es una realidad preocupante, cada vez hay mayores coincidencias entre los científicos sobre sus causas y sus efectos. Con la ratificación del Protocolo de Kioto de 1997 los países firmantes aceptaron la necesidad de reducir la emisión de gases causantes del cambio climático, aun cuando esta reducción signifique costos para las empresas y naciones.

El efecto invernadero es un fenómeno natural que ocurre en nuestro planeta, pero se ha visto alterado por las actividades de los seres humanos, los científicos señalan que una de las principales razones es la emisión excesiva de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) generado en el consumo de recursos fósiles como el petróleo, carbón y gas natural.

En los inicios de los años 70 ocurrió la llamada Primera Crisis de la Energía cuando los precios del petróleo subieron de manera importante, entonces la sociedad constató que la dependencia de los hidrocarburos como fuente de energía debía cambiar, iniciándose una corriente de investigaciones tecnológicas para su sustitución.

Posteriormente en el año 1992, en la Convención de las Naciones Unidas de Río de Janeiro hubo consenso en que el uso de los hidrocarburos es una de las principales fuentes de emisión de CO<sub>2</sub> convirtiéndose en una necesidad la reducción de esas

emisiones para enfrentar el cambio climático y sus posibles consecuencias negativas para la humanidad.

Uno de los mecanismos para combatir el cambio climático establecido en el Protocolo de Kioto (1997) es el Mecanismo de Desarrollo Limpio, en el que pueden participar los países en vías de desarrollo como el Perú a través de proyectos que eviten o reduzcan la emisión de dióxido de carbono. Estos proyectos generan Certificados de Reducción de Emisiones que pueden ser utilizados para conseguir financiamiento de las empresas o países que los necesitan para acreditar sus metas de reducción de gases contaminantes.

En nuestro país, este mecanismo representa una oportunidad para obtener financiamiento en condiciones muy favorables, como por ejemplo en proyectos hidroenergéticos que pueden contribuir al desarrollo de manera sustentable.

En el capítulo I de la investigación se establecen los aspectos metodológicos y marco teórico, en el capítulo II se abordará el tema de los problemas ambientales, sus causas y efectos, la preocupación mundial por enfrentarlos y el Protocolo de Kioto; en el Capítulo III se abordará el tema del consumo y la producción de electricidad, el potencial hidroeléctrico, los recursos energéticos utilizados y la emisión de CO<sub>2</sub>; y en el capítulo IV se abordará el tema del financiamiento de los proyectos hidroeléctricos, sus dificultades y oportunidades mediante el Mercado de Carbono y los Certificados de Emisiones Reducidas (CERs).

## **CAPITULO I**

### **ASPECTOS METODOLÓGICOS**

#### **1.1 Problema**

Las Naciones Unidas han dejado establecido que de manera urgente se deben tomar medidas para enfrentar el problema del cambio climático siendo los países desarrollados quienes deberán tener un mayor compromiso por ser los principales emisores de los gases de efecto invernadero (GEI) acumuladas en la atmósfera.

Los principales gases de efecto invernadero identificados son : dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), metano ( $\text{CH}_4$ ), óxido nítrico ( $\text{N}_2\text{O}$ ), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre ( $\text{SF}_6$ ).

Los tres primeros son gases emitidos por la naturaleza y son eliminados o absorbidos por los procesos físicos y químicos naturales, pero al incrementarse su emisión por la actividad humana, la naturaleza ya no puede eliminar o absorber el total de los gases existiendo cada vez una mayor concentración de ellos en la atmósfera, como consecuencia se está alterando el efecto invernadero natural debido a una mayor captura de calor de la radiación solar.

Los estudios científicos han hallado que desde mediados del siglo XVIII hasta fines del siglo XX el dióxido de carbono en la atmósfera aumentó en 31% y el metano aumentó en 151%, cantidades que habrían ocurrido anteriormente en el lapso de 2 millones de años, asimismo se estima que el óxido nitroso creció en 17 % en el mismo período.<sup>1</sup>

El aumento del efecto invernadero está ocasionando el cambio climático reflejado en los deshielos de los polos y los glaciares de los Andes; el fenómeno del Niño, los huracanes y tornados son cada vez de mayor intensidad, las sequías e inundaciones son cada vez más frecuentes, etc.

Los efectos de estos cambios son preocupantes para la humanidad ya que se está alterando los rendimientos agrícolas así como la actividad pesquera, existe la posibilidad de surgimiento de epidemias, elevación del nivel de los mares que afectará a los pueblos costeros, y sobre todo la población mas pobre será la mas afectada.

Los países reunidos en la ciudad de Kioto, en 1997, firmaron el *Protocolo de Kioto* como compromiso vinculante, en el que se señala que los países desarrollados y algunas economías en transición deben reducir los actuales niveles de emisión de GEI a los niveles de 1990, fijándose como plazo para hacerlo desde el 2008 al 2012. Es decir que estos países en conjunto deben reducir la emisión de gases en 5.2 % aproximadamente.

---

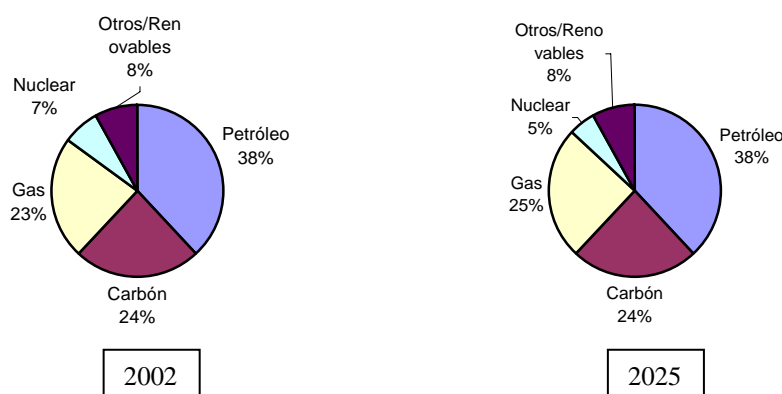
(1) Walter Butze “El Cambio Climático: un problema de energía”, pág. 4, publicado en la revista “El Cotidiano”, Universidad Autónoma Metropolitana de Azcapotzalco, México, año 2004, vol. 19 Nro. 123

En el Protocolo se establecen 3 mecanismos que da facilidades a los países para poder cumplir los compromisos adquiridos, uno de ellos es el Mecanismo de Desarrollo Limpio, el único de los tres en el que pueden participar los países en desarrollo con proyectos que permitan evitar o reducir las emisiones de gases, convirtiéndose en una posibilidad para conseguir fondos financieros sin pago de intereses ni devolución de principal para algunos proyectos, como por ejemplo los proyectos hidroenergéticos en nuestro país.

La energía es un recurso básico para la actividad productiva y el desarrollo de los pueblos, aunque el desarrollo tecnológico hizo que la forma de producirla tuviera una alta dependencia de los recursos fósiles: petróleo, carbón y gas natural; en el siguiente gráfico se muestra los consumos actuales y futuros de energía primaria a nivel mundial.<sup>2</sup>

**Gráfico 1**

**Consumo de Energía Primaria 2002 y 2025**



<sup>2</sup> Jorge Segrelles, "Hacia una política energética europea?", en Revista Cuadernos de Energía Nro 13, Junio 2006, España, pág. 4.



Es decir según datos de International Energy Outlook publicado en el 2005, el consumo de energía primaria a nivel mundial no va a tener mayor variación hacia el año 2025, situación preocupante por el hecho que los hidrocarburos y el carbón son grandes emisores de dióxido de carbono.

La electricidad, esencial para la actividad económica y el bienestar de la sociedad se considera una energía secundaria y en la estructura de costos de la mayoría de las empresas representa una cantidad relativamente pequeña, pero sin ella no se podrían realizar de manera eficiente las actividades de producción, comercio o servicio.

En el Perú para la generación eléctrica además de centrales térmicas se utiliza de manera importante un recurso renovable y no contaminante del medio ambiente como es la hidroenergía (gracias a la geografía de los Andes) , tal como muestra el siguiente cuadro:

### **Cuadro N° 1**

#### Producción de Energía Eléctrica Por tipo de Generación ( % )

	Hidráulica	Térmica
1995	77	23
2000	81	19
2005	70	30

Elaboración propia. Datos del MINEM

En el año 2001 se alcanzó la mayor producción de electricidad con hidroenergía cuando llegó casi al 85 % del total, pero a partir del año 2004 se empezó a utilizar el gas natural de Camisea para la generación eléctrica, reduciéndose progresivamente la participación de la generación hidráulica al 70 % en el 2005 y 65% en el 2007.<sup>3</sup>

La generación de electricidad de manera óptima consiste en un sistema combinado entre centrales hidroeléctricas y centrales térmicas (éstas últimas para la demanda en las horas punta) que refleje los menores costos de producción y en la actualidad se está tratando de promover el uso de otras fuentes como la generación eólica, geotérmica y solar.

La inversión en centrales hidroeléctricas requiere elevado financiamiento de largo plazo dado que toma mas tiempo la construcción de las centrales así como la recuperación del capital, por lo tanto, el riesgo e incertidumbre son mayores.

Con las reformas de los años 90 en nuestro país, la participación del Estado en la actividad económica se ha reducido a la regulación y promoción de los mercados, por lo que las inversiones en toda actividad productiva la deben realizar las empresas en el marco de una economía de mercado.

A pesar de las reformas en el sistema financiero, el mercado de capitales de largo plazo no ha alcanzado a desarrollarse, existiendo dificultades para el financiamiento de proyectos de largo plazo como los hidroeléctricos.

---

<sup>3</sup> Anuarios del Ministerio de Energía y Minas.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio ha contribuido al surgimiento de un mercado de títulos conocido también como Mercado de Carbono que favorece el financiamiento de diversos proyectos entre ellos los hidroeléctricos, para ello se debe demostrar que benefician al medio ambiente al evitar la emisión de gases de efecto invernadero. Este mercado permite mejorar el VAN y el TIR de los proyectos.

Esta problemática señalada nos lleva a hacernos las siguientes interrogantes:

¿Cómo afecta al medio ambiente la generación eléctrica con recursos no renovables?

¿Cómo resolver el problema de la escasez de recursos financieros para desarrollar el potencial hidroeléctrico en nuestro país?

Estas son las preguntas que esta investigación tratará de encontrarles respuesta.

## **1.2 Marco Teórico**

Las actividades que realizamos los seres humanos tiene como objetivo mejorar nuestro nivel de bienestar, entendido como mejor calidad de vida, tener un ingreso digno por nuestro trabajo, disponibilidad permanente de agua potable, condiciones sanitarias óptimas, ser propietarios de una vivienda confortable, disponer de servicios e infraestructura, etc.

Para ello utilizamos los recursos y materias primas que proporciona la naturaleza, lo que sumado a la tecnología, ha permitido a algunas sociedades alcanzar cierto nivel de desarrollo económico en el siglo XX, mientras que otras han llegado al siglo XXI con menores niveles de desarrollo.

Algunos de los recursos naturales fueron utilizados y aprovechados sin considerar los costos que ocasionarían a la sociedad en el futuro, como por ejemplo el uso de recursos fósiles que emiten gases que afectan el medio ambiente, generando las **externalidades negativas intertemporales**. Las externalidades son costos no esperados por algún agente económico que son ocasionados por la actividad de otros agentes.

Esto quiere decir que el masivo uso energético de los recursos fósiles, mayormente por los países desarrollados, ha ocasionado la acumulación actual de dióxido de carbono - uno de los gases de efecto invernadero- en la atmósfera, que está afectando el medio ambiente, que es considerado un **bien público global** del que debemos disponer sin alteraciones antropogénicas todos los pueblos del mundo.

Se han identificado hasta seis diferentes gases de efecto invernadero: dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), metano ( $\text{CH}_4$ ), óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre ( $\text{SF}_6$ ), siendo el dióxido de carbono el de mayor volumen acumulado en la atmósfera. Otras causas no menos importantes en la generación de gases de efecto invernadero son la deforestación de los bosques y la producción de cal (óxido de calcio) para la producción de cemento.

La acumulación de estos gases en la atmósfera están alterando el efecto invernadero natural capturando mayor radiación solar ocasionando el calentamiento del planeta y produciendo cambios en los diversos climas.

El cambio climático provoca cambios en la naturaleza que están afectando negativamente a los pueblos desarrollados y no desarrollados; por ejemplo los deshielos de los nevados que actualmente garantizan el agua dulce, los deshielos de los casquetes polares que aumentará el nivel de los mares poniendo en peligro la vida en las ciudades costeras, cambios en los ciclos hidrológicos que ocasionará inundaciones y sequías más frecuentes, alteración de la biomasa pesquera, aparición de nuevas y antiguas enfermedades y plagas, etc.

La reunión de las Naciones Unidas de 1979 reconoció la gravedad del problema del cambio climático y desde esa fecha es considerado uno de los problemas prioritarios mundiales junto al hambre, la pobreza y la salud.

En los años 80 la Organización de las Naciones Unidas (ONU) formó el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático con científicos de varios países, con el objetivo de analizar y evaluar los daños sobre la atmósfera. En el año 1992 en la Reunión de Río de Janeiro se adoptó la Convención Marco sobre el Cambio Climático (CMCC), en ella la Comisión Brundtland<sup>4</sup> estableció el concepto de desarrollo sostenible en el que se señala que la sociedad actual debe usar los recursos de la naturaleza sin afectar la disponibilidad para las generaciones futuras.

Dada la dificultad para lograr acuerdos sobre este tema (elevado número de países participantes), también se acordó la realización de Conferencias anuales que son

---

<sup>4</sup> Gro Harlem Brundtland fue funcionaria noruega de la ONU y presidió una Comisión para estudiar la relación entre el desarrollo de los países y el medio ambiente.

llamadas Conferencias de las Partes, realizándose la primera de ellas en Berlín en 1995.<sup>5</sup>

Aunque hay científicos que cuestionan la teoría del cambio climático debido a los GEI (algunos sostienen que el cambio climático es un proceso natural de la evolución de la tierra, y otros que son efectos relacionadas a la actividad solar), en la Reunión de las Naciones Unidas de 1997 en Kioto, los países firmantes del Protocolo de Kioto acordaron que los países incluidos en Anexo B<sup>6</sup> se comprometen a disminuir en 5.2 % las emisiones de GEI respecto del nivel existente en 1990.

Para que el Protocolo entre en vigencia debería ser ratificado por al menos 55 Partes que representen el 55% de la generación de los GEI medida en 1990, esta condición se concretó a fines del año 2004 después de la ratificación de Rusia, entrando en vigencia en Febrero del 2005.

Los países desarrollados que ratificaron el Protocolo de Kioto saben que cumplir con las metas de reducción les representará costos adicionales para las empresas y los gobiernos, por ello Estados Unidos todavía no lo ha ratificado hasta la fecha.

La teoría económica ha propuesto diversos mecanismos de solución para enfrentar los problemas ambientales, además de las leyes y reglamentos que podían aplicar los gobiernos, A.C. Pigou en los años 20 propuso la aplicación de impuestos.<sup>7</sup> En los años

---

<sup>5</sup> En la literatura relacionada al tema, a los Países firmantes de la Convención Marco también se les reconoce como los Estados Parte.

<sup>6</sup> Países desarrollados mas los países en transición hacia una economía de mercado de Europa del este.

<sup>7</sup> Luis Galindo y Fidel Aroche “Cambio Climático y fundamentos económicos, el caso México”, 2000

50 Ronald Coase propuso la no intervención del Gobierno y en su lugar, que sean los agentes económicos involucrados, mediante el mecanismo de mercado, quienes resuelvan los problemas de externalidades.

Este concepto de R. Coase se convirtió en el fundamento económico de los mecanismos establecidos en el Protocolo de Kioto para enfrentar el cambio climático. Estos mecanismos son 3: el comercio de derechos de emisión, la aplicación conjunta y el mecanismo de desarrollo limpio.

Las dos principales formas de energía que demanda la Sociedad son: combustibles y electricidad, y en ambas el rol de los recursos fósiles es importante. La electricidad es energía secundaria producida en centrales eléctricas que pueden utilizar además de los combustibles fósiles, la biomasa, energía nuclear, energía eólica, energía geotérmica, energía solar y la hidroenergía.

Una característica importante de la electricidad es que no se puede almacenar (es un producto perfectamente perecible), es decir su consumo ocurre al mismo tiempo de su producción.

Los proyectos de centrales eléctricas requieren muchos años para recuperar la inversión, asimismo necesitan elevados financiamientos de largo plazo, particularmente las centrales hidroeléctricas que tienen alto porcentaje de costos hundidos y cuyo período de construcción es mas largo que el de las centrales térmicas.

La teoría de las finanzas reconoce el aporte que Modigliani y Miller hicieron sobre la estructura óptima de capital de las empresas (deuda y capital propio) en el marco de eficiencia paretiana, es decir sin existencia de fallas en los mercados.

Posterior a ellos, otros autores analizaron las imperfecciones en los mercados financieros y su incidencia en las empresas, como por ejemplo: Ross, Altman, White, Stiglitz y Myers; concluyendo que la información imperfecta genera problemas de riesgo moral o selección adversa en el intercambio de préstamos, tendiendo a limitar los fondos cuando existe mayor aversión al riesgo.<sup>8</sup>

En un estudio de la CEPAL refiriéndose a los mercados financieros se señala:

“Mercados incompletos: El mercado no proporciona necesariamente todos los bienes para los que hay demanda, aun cuando el costo de ofrecerlos sea menor que el precio que están dispuestos a pagar los consumidores. Un caso típico es el crédito, donde parte de los demandantes quedan fuera del mismo, no siempre por una cuestión de falta de rentabilidad para el oferente, sino por imperfecciones del mercado–falta de información, diseño inapropiado de productos– que segregan a un tipo de demanda”.<sup>9</sup>

Según Richard A. Brealey y Stewart C. Myers para cubrir las necesidades de financiamiento “las empresas venden trozos de papel” llamados activos financieros o títulos que dan derechos a sus poseedores para reclamar una serie de pagos por intereses

---

<sup>8</sup> Cristina Aybar y otros, “Efectos financieros y estratégicos sobre la estructura de capital de la pequeña y mediana empresa” en Revista Moneda y Crédito Nro 219, año 2004, págs. 71-75

<sup>9</sup> Edgar Ortigón y otros, “Metodología general de identificación, preparación y evaluación de proyectos de inversión pública”, ed. CEPAL, serie manuales 39, Santiago, 2005. pág. 110



y devolución del préstamo, agregando que: “Las empresas tienen a menudo la oportunidad de invertir en activos que no pueden recuperar a corto plazo y que exponen a la empresa y a los accionistas a un riesgo considerable”.<sup>10</sup>

Con el Protocolo de Kioto se ha generado un mercado de activos financieros que es conocido como mercado de carbono en el que algunos agentes intercambian recursos financieros por títulos que representan créditos ambientales, como por ejemplo los Derechos de Emisión o los Certificados de Emisiones Reducidas que representan la no emisión o la reducción de gases de efecto invernadero.

Los emisores que coloquen estos títulos, no están obligados a ninguna devolución de los recursos financieros obtenidos, ocurriendo que un hecho de naturaleza ambiental (no emisión o reducción de gases contaminantes) va a incidir favorablemente en una decisión de inversión puesto que el financiamiento obtenido representará una mejora en la rentabilidad del proyecto.

La teoría financiera y la economía ambiental aún no están plenamente integrados por lo que el financiamiento de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio tiene poco interés para las instituciones financieras, es así que en una publicación de ESAN se señala: “... existe aun una gran brecha de conocimientos que se refleja en la mayoría de los bancos comerciales al no brindar líneas de crédito para proyectos MDL”.<sup>11</sup>

---

<sup>10</sup> R. A. Brealey – S. C. Myers, “Principios de Finanzas Corporativas”, ed. Mc Graw-Hill, 5ta ed., 2001, pags. 3-4

<sup>11</sup> Alfredo Mendiola y otros, “Desarrollo del mercado de carbono en el Perú”, ed. ESAN, Lima, 2008, p. 94

En un artículo publicado en la Revista Galega de Economía Nro 002 del 2002 se señala:

“Aunque tradicionalmente la respuesta empresarial a las nuevas exigencias de responsabilidad ambiental se han caracterizado por considerarlas como una amenaza para sus márgenes y para su capacidad de generar valor, en los últimos años han empezado a proliferar estudios que han tratado de poner de manifiesto la posibilidad de que la inversión y la actividad empresarial ambientalmente responsables puedan derivar impactos financieros positivos y por lo tanto encerrar oportunidades de generación de valor para todos los participantes en los mercados financieros”.<sup>12</sup>

A nivel mundial se ha generado un mercado primario y un mercado secundario de bonos de carbono aumentando cada año los fondos involucrados, es por ello que Fernando Sánchez Albavera, investigador de CEPAL en un Seminario señaló:

“El desarrollo del mercado de créditos de carbono debería convertirse en un asunto estratégico para nuestros países, ya que puede proporcionar la factibilidad económica requerida para el fomento de las energías renovables”.<sup>13</sup>

### **Antecedentes de Investigación**

El Mercado de Carbono se crea a partir de la relación entre las actividades de los seres humanos y la naturaleza, por lo que empezamos mencionando la investigación de

---

<sup>12</sup> Noelia Romero y Juan Piñeiro, “Implicaciones financieras de la gestión del medio ambiente para las empresas y para el mercado de capitales”, en Revista Galega de Economía Nro 002, Universidad de Santiago de Compostela, España, 2002, pág. 2

<sup>13</sup> Francisco Encina-Sara Larraín, “Seminario Latinoamericano sobre energías renovables”, 2004. pág. 42

Michael E. Colby<sup>14</sup> quien hace una reseña de cómo fue cambiando los paradigmas sobre la relación del ser humano con la naturaleza y el medio ambiente.

Señala a la *Economía de Frontera* como el paradigma que prevaleció hasta los años sesenta del siglo XX, bajo un enfoque neoclásico sostenía que la naturaleza era una fuente proveedora e ilimitada de recursos para satisfacer las necesidades humanas, y el posible daño a ella podría repararse una vez que los países alcancen cierto nivel de desarrollo. También menciona a la *Ecología Profunda*, cuyos defensores basados en escuelas como el conservacionismo de la vida silvestre, pacifismo, religiones y filosofía orientales, etc., criticaron la visión antropocéntrica de la Economía de Frontera y proponen mas bien una visión biocéntrica. También hace mención al *Ecodesarrollo* paradigma del que señala: “En el Ecodesarrollo se otorga por lo general mayor significación al papel del conocimiento y la experiencia nacionales en la administración de las interacciones de los ecosistemas humanos”.<sup>15</sup>

A raíz de la interacción del ser humano y la naturaleza, está ocurriendo el actual cambio climático tema del cual existen numerosas investigaciones, una de ellas es el de Raimundo Ortega y Miguel Córdoba<sup>16</sup> quienes publicaron un estudio para España, en el que tratan de cuantificar las emisiones de GEI basados en las investigaciones del economista japonés Yoichi Kaya, quien propuso un modelo basado en una identidad para calcular y proyectar las emisiones de CO<sub>2</sub> en función de unos índices o factores

---

<sup>14</sup> Michael E. Colby, “La Administración Ambiental en el Desarrollo: Evolución de los Paradigmas”, publicado en la Revista El Trimestre Económico Nro 231, 1991, México.

<sup>15</sup> Idem, págs. 598 – 604

<sup>16</sup> Raimundo Ortega y Miguel Córdoba, “Costes Económicos del Cambio Climático: una posible acercamiento al caso de España”, ver pág. Web: [www.colegiodeemeriyo.es/docs/repositorio/es\\_ES](http://www.colegiodeemeriyo.es/docs/repositorio/es_ES)

que tienen su propia evolución temporal (ver explicación del modelo de Kaya en anexo B, al final).

En la Revista de la Facultad de Ciencias Económicas el tema también fue abordado en el año 1998, cuando se publicó un artículo en el que se trata de explicar las emisiones de CO<sub>2</sub> en función de variables económicas aplicando modelos econométricos.<sup>17</sup>

Asimismo el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) publicó en el año 2006, “El Cambio Climático en América Latina y el Caribe” en el que se analiza el problema bajo la perspectiva y particularidades de la región.<sup>18</sup>

Sobre publicaciones relacionadas al tema de la energía y particularmente de la electricidad, podemos mencionar el Plan Referencial de Electricidad 2006 – 2015 del Ministerio de Energía y Minas, en él encontramos una proyección de la demanda eléctrica hasta el año 2015 aplicando un modelo econométrico y la relaciona con una proyección de las emisiones de CO<sub>2</sub> en la generación eléctrica para el mismo período.

En el tema de las inversiones y financiamiento en el sector eléctrico, podemos mencionar a Humberto Campodónico<sup>19</sup> quien publicó un estudio en el año 1999 sobre las Reformas Estructurales y la inversión en el sector eléctrico del Perú, asimismo la

---

<sup>17</sup> Duarte R. - Feijoo M. L. “¿Qué estamos haciendo por nuestro clima?. Un análisis de las emisiones de CO<sub>2</sub> en los países de la OCDE”, Revista de la Facultad de Ciencias Económicas, U.N.M.S.M., Nro 8, Junio, Lima, 1998

<sup>18</sup> PNUMA, “El Cambio Climático en América Latina y el Caribe”, México, 2006

<sup>19</sup> Humberto Campodónico, “Las Reformas Estructurales del Sector Eléctrico Peruano y las características de la inversión 1992-2000”, ed. CEPAL, serie Reformas Económicas Nro 25.

investigación de Alfredo Dammert y otros autores, sobre la barreras y facilidades en la inversión de Centrales Hidroeléctricas.<sup>20</sup>

Con respecto al Mercado de Carbono podemos mencionar la investigación de Lorenzo Eguren sobre las perspectivas de este mercado en América Latina,<sup>21</sup> y también la publicación de ESAN por varios autores, “Desarrollo del mercado de carbono en el Perú”, en él se señala la importancia de aprovechar esta oportunidad para los inversionistas y recomienda ciertas pautas para desarrollar un mercado de carbono en nuestro país, en donde refiriéndose a los títulos o certificados generados en algunos proyectos encontramos lo siguiente :

“La necesidad de negociar estos certificados ha creado un mercado internacional mas conocido como el mercado de carbono, en vista de que a través de estos CER, cuya venta les significa un flujo de caja adicional, los inversionistas en tecnologías limpias pueden incrementar la rentabilidad de sus proyectos”.<sup>22</sup>

Sobre el Sistema Financiero también existen muchas investigaciones, como el estudio de la CEPAL del año 2006, “Financiamiento para el Desarrollo. América Latina desde una perspectiva comparada”<sup>23</sup> en este estudio se señala la debilidad del financiamiento de largo plazo a pesar de las reformas estructurales de los años 90.

---

<sup>20</sup> Alfredo Dammert y otros, “Análisis de las barreras y facilidades para la inversión en Centrales Hidroeléctricas”, Osinerg, Documento de trabajo Nro 24, lima, 2006

<sup>21</sup> Lorenzo Eguren, “El Mercado de Carbono en América Latina y el Caribe: balance y perspectivas”, ed. CEPAL, serie medio ambiente y desarrollo Nro 83, Chile, 2004.

<sup>22</sup> Alfredo Mendiola y otros, obra citada, pág. 14

<sup>23</sup> Bárbara Stallings – Rogério Studart, “Financiamiento para el Desarrollo. América Latina desde una perspectiva comparada”, ed. CEPAL, Santiago de Chile, 2006.

Por último mencionamos al Fondo Nacional del Ambiente de Perú - FONAM que ha publicado una guía sobre el Mecanismo de Desarrollo Limpio, los proyectos en este campo deben pasar por la revisión de una Junta Ejecutiva establecida por el Protocolo de Kioto, quienes darán validez a los Certificados de Reducción de Emisiones.<sup>24</sup>

### **Marco Conceptual**

**GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI).**- En la Convención Marco sobre Cambio Climático de la ONU se ha logrado identificar hasta 6 gases que por sus proporciones de emisión causan el efecto invernadero antropogénico como son: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), hidrofluorocarbono (HFC), perfluorocarbono (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>)

**EFECTO INVERNADERO.**- La radiación solar que llega a nuestro planeta es retenida por algunos elementos de nuestra atmósfera como el ozono, vapor de agua y diversos gases manteniendo una temperatura adecuada para la vida. Este hecho natural está siendo alterado por la actividad humana debido a la generación excesiva de ciertos gases que concentrados en la troposfera han ocasionado un aumento progresivo de la temperatura de nuestro planeta ocurriendo lo que se conoce como “efecto invernadero antropogénico”.

**CAMBIO CLIMÁTICO.**- Es el aumento de la temperatura promedio de nuestro planeta, cada vez es mayor el consenso entre los científicos que ante un aumento de 2 a 3 grados

---

<sup>24</sup> FONAM, “El Mecanismo de Desarrollo Limpio. Guía práctica para desarrolladores de proyectos” , Lima, 2004

centígrados los efectos sobre la naturaleza y la humanidad serían desastrosos (deshielos, inundaciones y sequías frecuentes, reducción de la biodiversidad, falta de alimentos, etc.).

**RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES.-** Son recursos naturales de los que se puede obtener energía sin afectar las cantidades disponibles, como el sol, agua, viento, biomasa, geotermia, mareomotriz.

**CERTIFICADOS DE EMISIONES REDUCIDAS.-** Son títulos emitidos por empresas que ejecutan proyectos que impliquen evitar o reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Estos títulos deben ser validados por un organismo gubernamental ambiental del país y por una Junta Ejecutiva establecida por el Protocolo de Kioto.

**MERCADO DE CARBONO.-** Es la transacción entre agentes económicos de Títulos generados en los mecanismos del Protocolo de Kioto o en mercados paralelos voluntarios.

### **1.3 Hipótesis**

#### **1.3.1 Hipótesis 1**

El uso de recursos fósiles en la generación eléctrica, produce la emisión de CO<sub>2</sub> que afecta el medio ambiente.

#### **1.3.2 Hipótesis 2**

Al sustituir el uso de combustibles fósiles por recursos hídricos para la generación eléctrica, se logra un mayor financiamiento en condiciones favorables para proyectos hidroeléctricos.

### **1.4 Objetivos**

- 1.- Cuantificar la producción de CO<sub>2</sub> en la generación eléctrica.
- 2.- Demostrar que la emisión títulos ambientales, en el marco de uno de los mecanismos del Protocolo de Kioto, permite obtener financiamiento sin obligaciones de reembolso, mejorando la rentabilidad de los proyectos hidroeléctricos.

### **1.5 Método a utilizar**

Se considera que esta investigación es explicativa para lo cual se tomará información y datos secundarios, los mismos que serán analizados y evaluados para demostrar las hipótesis y conseguir los objetivos señalados.

La electricidad es un producto que no se puede almacenar por lo que el consumo es igual a la producción en cualquier período de tiempo, se utilizará un modelo



econométrico linealizado para estimar la demanda de electricidad, utilizando el PBI y la Población como variables independientes:

$$\ln Y = c + B_1 \ln X_1 + B_2 \ln X_2 + U$$

Donde:

Y = Demanda de electricidad

X<sub>1</sub> = Producto Interno Bruto

X<sub>2</sub> = Población

U = Variable aleatoria

c, B<sub>1</sub>, B<sub>2</sub>, son parámetros

Para calcular los estimadores de este modelo se utilizará el método de los mínimos cuadrados en el programa Econometric View, los parámetros B<sub>1</sub> y B<sub>2</sub> serán las elasticidades y los valores se interpretarán como las variaciones porcentuales de la variable dependiente respecto a la variación porcentual de cada variable independiente.

Una vez establecido el modelo se proyectarán las necesidades de producción eléctrica hasta el año 2012, para ello se habrá proyectado en el tiempo los valores del PBI y la población.

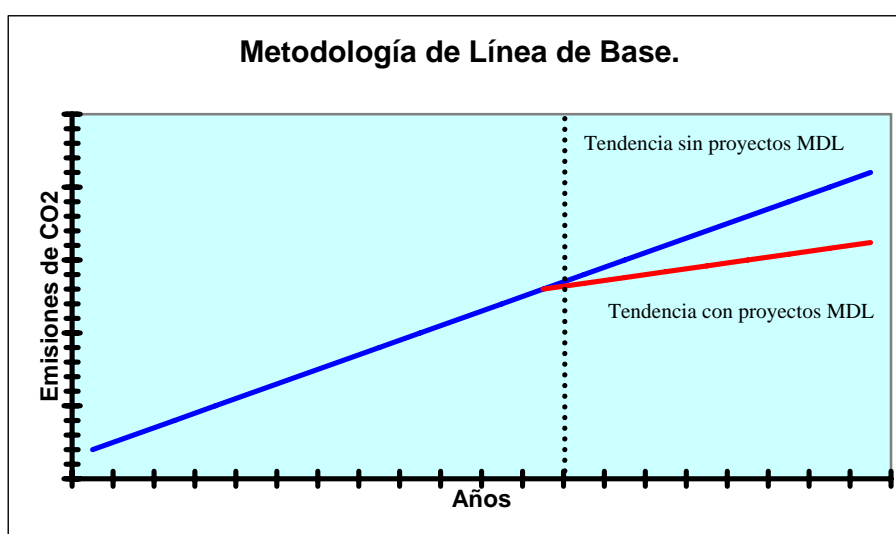
Para la proyección de las emisiones de CO<sub>2</sub> se utilizarán datos publicados por el Ministerio de Energía y Minas, a ellos se aplicará los factores de emisión establecidos por el Panel Intergubernamental del Cambio Climático, estableciendo una relación con las proyecciones de demanda eléctrica.

Ambas proyecciones de demanda de electricidad y de emisiones de CO<sub>2</sub> permitirán establecer una ***línea de base***, que nos permite plantear mejoras al sustituir la generación térmica por generación eólica, solar o hidroeléctrica, determinándose las reducciones de las emisiones de CO<sub>2</sub>, ya que estos sustitutos no generan emisiones de gases contaminantes. Aunque la metodología de la línea de base se aplica a proyectos específicos, en esta oportunidad se utilizará en la producción de electricidad a nivel país, con el objetivo de resaltar su importancia y la necesidad de cambiar las políticas eléctricas.

En este estudio nos concentraremos en la incidencia de la generación hidroeléctrica.

En el siguiente gráfico podemos explicar la metodología de la ***línea de base***.

Gráfico N° 2



La línea azul del gráfico nos indicaría la tendencia de emisiones de CO<sub>2</sub> debido a la producción de electricidad si continúan las mismas políticas en el sector, mientras que la línea roja nos indicaría que a partir de un determinado año la ejecución de proyectos MDL que sustituyan a los combustibles fósiles, limitan o reducen las emisiones de CO<sub>2</sub>.

La proyección se realiza hasta el año 2012 por dos razones, primero porque mientras mas años de proyección exista mayor será la incertidumbre por lo tanto menor confiabilidad en los resultados, y segundo porque las metas iniciales de reducción de emisiones en el marco del Protocolo de Kioto se deben lograr en el período 2008 – 2012 y a partir del 2013 se espera el nuevo escenario Post Kioto que se discutirá en el año 2010.

## **CAPÍTULO II**

### **LA ENERGÍA Y LOS PROBLEMAS AMBIENTALES**

#### **2.1 La actividad económica y el medio ambiente**

Desde su aparición el ser humano ha utilizado los recursos de la naturaleza para satisfacer sus necesidades, estos recursos eran abundantes y su único costo era el de recolección y/o extracción.

Con el desarrollo de las sociedades y aparición de las ciudades algunos recursos naturales se convirtieron en escasos e indispensables como por ejemplo el agua, los bosques y algunos recursos energéticos; asimismo se empezó a generar los problemas de contaminación ambiental como los desechos y residuos de las actividades productivas y hogareñas.

En la etapa económica conocida como la Revolución Industrial del siglo XIX, debido al uso intensivo del carbón y el petróleo como insumos energéticos, se empezó a generar el problema de la emisión antropogénica de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), un gas que al no ser absorbido totalmente por la naturaleza se acumula en la atmósfera, ocasionando el aumento del efecto invernadero que a su vez origina el cambio climático.

En el siglo XX la teoría económica analizaba con preocupación el tema de los problemas ambientales, A.C. Pigou en 1920 analiza las externalidades y recomienda la aplicación de impuestos por los gobiernos para resolverlas, R. Coase en 1950 da a conocer el Teorema que lleva su nombre en el que plantea la solución de las externalidades entre los agentes económicos involucrados sin recurrir a la intervención del gobierno. Posteriormente en los años setenta hay un mayor desarrollo del pensamiento económico cuyo objeto de estudio era el medio ambiente, apareciendo la Economía Ambiental como un área importante de la Teoría Económica.<sup>1</sup>

En los años 80 la Organización de las Naciones Unidas creó una Comisión presidida por la que fué Primera Ministra de Noruega Sra. Gro Harlem Brundtland, para que analice y evalúe la relación entre el desarrollo de los países y el medio ambiente. Esta Comisión presentó un Informe en 1987 y en él quedó establecido el concepto de Desarrollo Sostenible, “como la satisfacción de las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de satisfacer las necesidades de las generaciones futuras”.<sup>2</sup>

Teniendo como base este concepto, investigaciones posteriores han llegado a concluir que los modelos de desarrollo actuales están ocasionando externalidades que implicarán costos no esperados para las generaciones del futuro.<sup>3</sup>

En un estudio de la CEPAL sobre Desarrollo Sustentable se señala:<sup>4</sup>

---

<sup>1</sup> R. Ekelund y R. Hebert “Historia de la Teoría Económica y de su método” ed. Mc Gras Hill, 3ra ed., España 1992, pág. 412n

<sup>2</sup> Fernando Arribas Herguedas, “La idea de Desarrollo Sostenible”, pág. 2, publicado en Revista Sistema, Nro 196, enero de 2007.

<sup>3</sup> Sergio Vela, “Marco Teórico de la directiva de Comercio de Emisiones”, en Revista del Instituto de Comercio Exterior de España, Nro 822, Mayo, 2005, pág 39.

“... los estilos de desarrollo que se plasmaron históricamente implicaron un manejo depredador del medio ambiente natural: extinción de especies, deforestación, contaminación del agua y aire como consecuencia del acelerado proceso de urbanización y contaminación industrial con serios efectos sobre la salud y calidad de vida de la población humana..... Sin embargo la preocupación predominante sobre el medio ambiente se deriva mucho mas de carácter global: los potenciales impactos sobre la atmósfera de las emisiones de gases de efecto invernadero”.

Y mas adelante:

“La energía constituye un elemento esencial para la calidad de vida del ser humano y es un insumo de alta difusión en el conjunto de todas las actividades productivas. Así, la disponibilidad de energía ha tenido un papel central en el proceso de desarrollo de la humanidad”.

Precisamente una de las ventajas que aprovecharon los países industrializados para lograr su desarrollo fue la existencia relativamente abundante de recursos energéticos (principalmente el petróleo) con precios que no reflejaban realmente su costo económico, tal como se verá a continuación.

## **2.2 La energía y el cambio climático**

El carbón fue el primer recurso energético utilizado de manera intensiva en las industrias y el transporte, posteriormente debido a su mayor poder calorífico el petróleo desplazó al carbón, con la particularidad de que ambos son recursos naturales no renovables.

---

<sup>4</sup> CEPAL, “Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe”, ed. CEPAL, Santiago de Chile, 2003, págs. 20 y 39

Los modelos de desarrollo en la actualidad aún tienen al petróleo como principal recurso energético a pesar que desde el año 1973 con la llamada Primera Crisis Energética hay incertidumbre respecto a si la relativa abundancia del petróleo permitiría a otros países continuar con esos modelos de desarrollo.

Existe el consenso de que el petróleo no volverá a tener los precios de antes de los 70 (menos de 4 dólares por barril), debido a las pocas probabilidades de encontrar grandes yacimientos y mas bien en la actualidad se discute sobre el cenit del petróleo: siendo un recurso natural agotable y la demanda creciendo a un ritmo mayor que la oferta, está próximo el momento en que se alcanzará el pico mas alto de producción y empezar su declinación.<sup>5</sup> A esta conclusión llegó King Hubbert quien señaló que la producción de petróleo en Estados Unidos llegaría a su pico mas alto en los años 70, aunque posteriormente hubo una corrección de la fecha aún se considera viable esa posibilidad.<sup>6</sup>

En un estudio de la Comisión Nacional de Energía de España se señala:

“Según datos de la Agencia Internacional de Energía en 1999, el petróleo continuó siendo la principal fuente de energía primaria, aportando el 35 % del consumo mundial total. El segundo lugar lo ocupó el carbón con el 23.5 % seguido por el gas natural con el 20.7 % del total..... hasta el año 2020 esta situación no variará demasiado. La participación del petróleo seguirá siendo la mas alta, se estima en un 40 %, mientras que

---

<sup>5</sup> Foro del Cenit del Petróleo, 2006.

<sup>6</sup> Christian Martínez, “Seguridad de abastecimiento energético: mapa global de reservas y escenarios peak-oil”, Enero 2007, ver paper en <http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/3873/1/55710-1.pdf>

el carbón y el gas natural poseen una cuota de participación similar, 24 % y 26 % respectivamente”.<sup>7</sup>

Además del problema del petróleo de ser un recurso no renovable se suma el hecho de que el consumo de sus derivados generan grandes cantidades de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), gas de efecto invernadero de mayor volumen acumulado en la atmósfera que agregados a otros gases al no ser absorbidos por la naturaleza ocasionan el efecto invernadero y el cambio climático.

Según el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático los principales gases de efecto invernadero producidos por la actividad humana son:

**Cuadro N° 2**  
**Gases de Efecto Invernadero**

<b>Gases</b>	<b>Fuentes</b>	<b>Potencial de Calentamiento</b>
<b>Bióxido de carbono</b> CO <sub>2</sub>	Quema de combustibles fósiles (carbón, derivados de petróleo y gas), reacciones químicas en procesos industriales (como la producción de cemento y acero); cambio de uso de suelo (deforestación)	1
<b>Metano</b> CH <sub>4</sub>	Descomposición anaerobia (cultivo de arroz, rellenos sanitarios, estiércol), escape de gas en minas y pozos petroleros	21
<b>Óxido nitroso</b> N <sub>2</sub> O	Producción y uso de fertilizantes nitrogenados, quema de combustibles fósiles	310
<b>Hidrofluorocarbonos</b> HFCs	Procesos de manufactura; usados como refrigerantes	140-11,700
<b>Perfluorocarbonos</b> PFCs	Procesos de manufactura; usados como refrigerantes	6,500-9,200
<b>Hexafluoruro de Azufre</b> SF <sub>6</sub>	Procesos de manufactura, donde se usa como fluido dieléctrico	23,900

Fuente: Diapositiva del Ing. Ubaldo Inclán Gallardo, “Mercado de Bonos de Carbono y sus beneficios potenciales para proyectos en México”, 2005, SENER.

<sup>7</sup> Comisión Nacional de Energía de España, “Consumo de Energía y Crecimiento Económico”, España, 2002 pág. 13

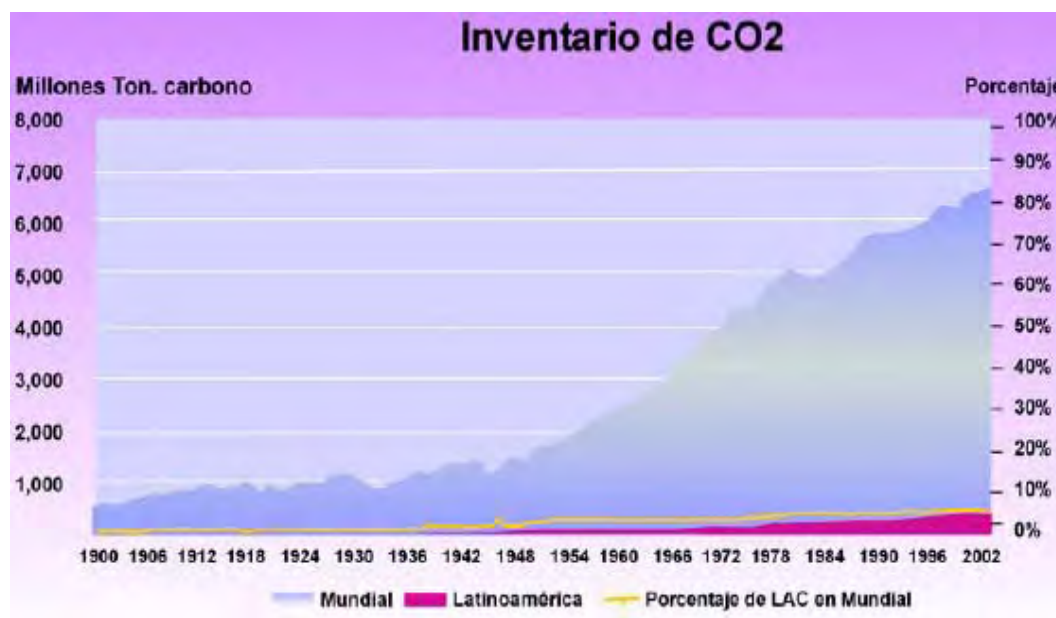


El cuadro muestra que estos gases tienen diferente capacidad para dañar el ambiente y lográndose establecer una escala tomando como base la tonelada emitida de CO<sub>2</sub>. La deforestación de los bosques en gran escala y de manera acelerada también es un factor que libera dióxido de carbono ya que al ser talados los árboles liberan el CO<sub>2</sub> atrapado por el proceso de la fotosíntesis.

Se estima que la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera alcanza actualmente el nivel de 380 ppm (partes por millón) y es 100 ppm mucho mas alta de la que habría sin intervención humana.<sup>8</sup> Ver evolución en el siguiente gráfico 3:

### Gráfico N° 3

#### Evolución de las Emisiones de CO<sub>2</sub>



Fuente: PNUMA, pág. 30

<sup>8</sup> PNUMA, “El Cambio Climático en América Latina y el Caribe”, 2006, pág. 8

En una publicación del mexicano Walter Butze Aguilar se señala:

“De acuerdo a la información científica proporcionada por el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC), desde mediados del siglo XVIII hasta principios del siglo XXI, la acumulación de gases invernadero en la atmósfera se ha incrementado producto de las actividades antropogénicas. Así durante este período, el metano ha aumentado en 151 %, el bióxido de carbono en 31 %, lo cual no había tenido lugar probablemente en dos millones de años, y los óxidos nitrosos en 17 %.”.<sup>9</sup>

La temperatura de la Tierra se debe al efecto invernadero, de forma natural existe algunos gases como metano, óxido nitroso, vapor de agua, ozono<sup>10</sup> y otros gases, que atrapan el calor de los rayos solares y hacen posible la vida en nuestro planeta.

En el Libro Verde de la Unión Europea sobre abastecimiento energético se señala que según investigaciones del Panel Intergubernamental para el Cambio Climático, desde 1900 a la fecha la temperatura de la Tierra ha aumentado de 0.3 a 0.6 grados centígrados,<sup>11</sup> y se espera que a fines del siglo XXI llegue a aumentar entre 2 y 3 grados centígrados lo que sería catastrófico a la humanidad.

Es un consenso que el aumento del efecto invernadero está ocasionando los deshielos en los polos árticos, deshielos de los Andes, aumento del nivel del mar, fenómenos de El Niño y La Niña mas frecuentes, huracanes, ciclones y tornados de mayor intensidad,

---

<sup>9</sup> Walter Butze Aguilar, “El cambio climático: un problema de energía” en Revista EL Cotidiano vol 19 Nro 123, México, año 2004, pág. 68.

<sup>10</sup> El ozono de la zona estratosférica es beneficioso porque nos protege de los rayos ultravioleta, el ozono de la zona troposférica absorbe la radiación infrarroja aumentando el efecto invernadero.

<sup>11</sup> Comunidad Europea, “Libro Verde. Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético”, Luxemburgo, Oficina de Publicaciones, 2001, pág 49

etc. Los efectos de esos fenómenos ya se sienten en todo el planeta con altos costos sobre los pueblos y ante las advertencias de su posible agravamiento se ha logrado la atención de las Naciones para enfrentar este problema.

El Consejo Nacional del Ambiente – CONAM, señala que el Perú no es gran emisor de GEI pero el problema del calentamiento global es de tal importancia que todos los países deben tomar medidas preventivas para garantizar el desarrollo sustentable tal como lo señala la Convención Marco de las Naciones Unidas.<sup>12</sup>

### **2.3 Protocolo de Kioto**

La ONU consideró seriamente las advertencias de los científicos sobre el cambio climático, y en el año 1979 organizó la Primera Conferencia Mundial sobre el Clima, en 1988 se constituyó el Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés) con el objetivo de evaluar la información científica existente y en 1990 se realizó la Segunda Conferencia Mundial sobre el Clima, en la que se discutió la relación causal entre el dióxido de carbono acumulado en la atmósfera y el calentamiento global.

El Panel Intergubernamental en 1990 estableció que la actividad humana estaba alterando el efecto invernadero natural debido a una mayor emisión de gases que estaban acumulándose en la atmósfera ocasionando el aumento de la temperatura promedio de la Tierra. También advirtió que los niveles de acumulación alcanzados

---

<sup>12</sup> CONAM, “Informe Nacional sobre el Estado del ambiente. GEO PERÚ 2000”, pág. Web: [www.conam.gob.pe](http://www.conam.gob.pe)

eran irreversibles, desconociéndose la manera de reducirlos y que existía la necesidad de estabilizar la emisión de estos gases.<sup>13</sup>

Según Raúl Estrada por el efecto invernadero natural la temperatura promedio de la tierra es de 15° C y si no existiera éste la temperatura promedio descendería hasta – 18° C.<sup>14</sup>

Entre Febrero de 1991 y Mayo de 1992 se celebraron reuniones entre los países miembros de las Naciones Unidas buscando cómo enfrentar este problema, originándose intensos debates entre los países productores de petróleo, los países desarrollados que eran grandes consumidores de energía y los países en desarrollo que eran los mas afectados.

En los debates se evidenció las implicancias económicas, sociales y políticas del problema, los países desarrollados planteaban que todos los países asuman compromisos de reducción de emisiones, pero los países en desarrollo planteaban que eran los países desarrollados los culpables de las actuales concentraciones por lo que eran ellos los indicados a un mayor esfuerzo de la reducción y ser poseedores de la tecnología mas avanzada.<sup>15</sup>

Los países en desarrollo también sostenían que su principal obligación era reducir los niveles de pobreza internos por lo que el compromiso de enfrentar el cambio climático

---

<sup>13</sup> PNUMA, “El Cambio Climático en América Latina y el Caribe”, 2006, pág. 17.

<sup>14</sup> Raúl Estrada Oyuela, “El mercado de títulos de carbono” en Revista de Comercio Exterior e Integración Nro 11, Mayo 2008, Argentina Pág. 123.

<sup>15</sup> PNUMA, obra citada, pág. 17

representaría costos económicos adicionales agravado por el hecho que, como señalan los informes del Panel intergubernamental los países no desarrollados serán los mas perjudicados por los efectos del cambio climático.

Por otro lado, los países productores de petróleo se sintieron amenazados al haberse identificado a ese recurso energético como una de las principales fuentes de los gases de efecto invernadero -se estima que cerca del 60 % de los gases de efecto invernadero debidos a la actividad humana lo constituye el CO<sub>2</sub>.<sup>16</sup>

El año 1992 en Río de Janeiro se realizó la llamada Cumbre de la Tierra poniendo a consideración de todos los países el documento “Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático” siendo al final suscrito por 155 países (al 2007 eran 192 países firmantes). Este Convenio identifica a los países según los siguientes grupos:<sup>17</sup>

### **Cuadro N ° 3**

#### **Países en el Convenio Marco sobre el Cambio Climático**

Países Anexo I	Son los países industrializados (41) mas los países considerados en transición a una economía de mercado (14) básicamente de Europa Central y Oriental
Países Anexo II	Países miembros de la OCDE (24), es un sub grupo de Anexo I, con el compromiso adicional de proporcionar recursos financieros a los países en desarrollo para actividades de reducción de emisiones
Países No Anexo I	Son la mayoría de países en desarrollo, con compromisos (menores a los del Anexo I) de enfrentar el cambio climático.

<sup>16</sup> PNUMA, obra citada, pág. 8.

<sup>17</sup> PNUMA, obra citada, pág. 18

Este Convenio en su artículo 2 señala:

“... el objetivo último de la Convención y de todo instrumento jurídico conexo que adopte la Conferencia de las Partes, es lograr, de conformidad con las disposiciones pertinentes de la Convención, la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático”.<sup>18</sup>

Posteriormente en el año 1997 en Tokio se presentó un texto que posteriormente se conocería como el Protocolo de Kioto<sup>19</sup>, en él se establece los compromisos adquiridos por las Partes. Este Protocolo entraría en vigencia al ser ratificado por al menos 55 Partes firmantes de la Convención Marco y además las Partes firmantes que formen parte del Anexo I deberían representar no menos del 55 % del total de emisiones de CO<sub>2</sub> estimadas en el año 1990.

El compromiso adquirido por las Partes del Anexo I es el de reducir aproximadamente el 5.2 % de las emisiones estimadas en 1990, el mismo deberá ser cumplido en el período 2008 – 2012 (ver cuadro Nro A 1 de Anexo A). Para uniformizar la medición de las emisiones de los diferentes gases se utiliza la tonelada equivalente de CO<sub>2</sub>, (tCO<sub>2</sub>e).

El Protocolo de Kioto entró en vigencia el 16 de Febrero del año 2005, noventa días después de ser ratificado por Rusia y cumplirse el requisito de los países del Anexo I; el

---

<sup>18</sup> Se llama Partes a cada uno de los Estados Parte firmantes del Convenio Marco y en el Protocolo de Kioto los países firmantes del Anexo B del Protocolo son los mismos del Anexo I del Convenio Marco.

<sup>19</sup> El Protocolo de Kioto está relacionado a la Convención Marco sobre el Cambio Climático (Protocolo es un acuerdo internacional independiente relacionado a un Tratado ya existente).

Perú lo ratificó en el año 2002, debiendo señalarse que sólo 1 país desarrollado con altas emisiones de gases de efecto invernadero aún no lo ha ratificado (EE UU), por lo que no tienen ningún compromiso de reducción de emisiones en este Convenio Marco, pero asimismo se debe señalar también que este país aplica medidas paralelas de reducción para enfrentar el cambio climático.

Cada país puede aplicar diversas medidas internas para enfrentar la emisión de GEI como por ejemplo la aplicación de impuestos, regulación ambiental, programas de eficiencia energética, etc., el Protocolo de Kioto complementa esas medidas estableciendo los mecanismos para la utilización y aprovechamiento de los canales internacionales como son:

1. Comercio Internacional de Emisiones
2. Mecanismo de Implementación Conjunta
3. Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

El Comercio Internacional de emisiones permite a los países desarrollados y en transición, intercambiar parte de sus derechos de emisiones, mientras que la Aplicación Conjunta o Implementación Conjunta les permite invertir en proyectos que representen reducción de emisiones de manera tal que los créditos ambientales generados puedan distribuirse entre los participantes.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio es el único mecanismo de los tres en el que pueden participar los países en desarrollo con la oferta de proyectos que van a generar créditos ambientales que pueden ser adquiridos directamente por los países con compromiso cuantitativo de reducción de gases de efecto invernadero o por inversores interesados en participar en el mercado de carbono formado. Este tema se desarrollará mas ampliamente en otro capítulo mas adelante.

## **CAPÍTULO III**

### **CONSUMO Y PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD**

#### **3.1 Breve reseña del Mercado Eléctrico**

En los años 70 y 80 del siglo XX tanto el Perú como otros países de América Latina tenían como modelo de desarrollo a la sustitución de importaciones en el que las empresas públicas tenían un papel importante en la actividad productiva.

Este modelo entró en aguda crisis a fines de los 80 reflejándose en altos niveles de inflación, por lo que en los 90 se pone de moda el nuevo modelo económico de desarrollo: el mecanismo de mercado para la asignación de los recursos, cuyas bases se establecen en las Reformas Estructurales que debían hacer los países.

Las principales reformas consistían en una mayor autonomía de la autoridad monetaria, reducción del déficit fiscal, libertad del comercio internacional, disminución de la actividad económica del Estado y privatización de las empresas públicas;<sup>1</sup>

En nuestro país se redujo drásticamente la participación de las empresas públicas en la actividad productiva estableciendo que el Estado debería promover y regular los

---

<sup>1</sup> OLADE-CEPAL, “Energía y Desarrollo Sustentable para América Latina”, ed. Naciones Unidas, Santiago de Chile, 2004, pág. 73



mercados, además de brindar seguridad interna y externa. Para el proceso de privatización de las empresas públicas se creó la COPRI (Comisión de Promoción de la Inversión Privada) como organismo responsable de la privatización de las empresas públicas y debido al gran número de empresas, se formaron los Comités Especiales llamados CEPRI (Comités Especiales de Privatización) para los diversos sectores productivos.<sup>2</sup>

El CEPRI del sector eléctrico privatizó la mayoría de las empresas públicas entre los años 1994 y 1995, quedando aún pendientes las empresas eléctricas del sur del país así como también las Centrales Hidroeléctricas del Mantaro y Restitución (cuya capacidad instalada agregada supera los 1,000 MW) que aún pertenecen a la empresa pública ELECTROPERÚ.

La reforma en el sector eléctrico dio origen a 5 participantes con diferentes roles como son:

- 1.- Las empresas, que pueden ser: generadoras, transmisoras o distribuidoras.
- 2.- Los clientes, que pueden ser: clientes libres (consumo mayor a 1 MW) y clientes regulados (consumo menor a 1 MW).
- 3.- El COES (Comité de Operación Económica del Sistema) organismo autónomo que agrupa a las empresas generadoras y transmisoras (últimamente se ha incorporado a representantes de los distribuidores y consumidores).
- 4.- La Comisión de Tarifas Eléctricas
- 5.- El Estado representado por el Ministerio de Energía y Minas.

---

<sup>2</sup> Humberto Campodónico, “Las Reformas Económicas del Sector Eléctrico Peruano y las características de la inversión 1992- 2000”, ed, CEPAL, serie Reformas Económicas Nro. 25, 1999, pág. 8

En 1992 se dio la Ley 25844 ó Ley de Concesiones Eléctricas que dividió al sector eléctrico en 3 actividades: generación, transmisión y distribución; teniendo como objetivo mejorar el abastecimiento y la calidad del servicio. Asimismo para evitar el ejercicio del poder de mercado de las empresas por la existencia de economías de escala se crea un marco regulatorio con el fin de promover la competencia en el mercado.

En una investigación del CIES se señala que el marco regulatorio de la Ley de Concesiones Eléctricas se basa en dos pilares: el primero, es la regulación por tasa de retorno que se garantiza a las empresas y segundo, utiliza la regulación en base a la empresa eficiente, es decir en cómo una empresa moderna y eficiente produciría electricidad.<sup>3</sup>

En el año 1996 mediante Ley 26364 se crea el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), en el año 2000 la Comisión de Tarifas Eléctricas pasa a formar parte de ella como la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART).<sup>4</sup>

La Ley de Concesiones Eléctricas establece la metodología de cálculo de las tarifas eléctricas, para ello considera dos tipos de clientes: los clientes libres cuya demanda de potencia supera 1 MW y los clientes regulados cuya demanda de potencia es menor a 1 MW; para los primeros la tarifa eléctrica se fija mediante libre negociación entre demanda y oferta, mientras que para los segundos la tarifa es fijada por el organismo regulador con una variación no mayor al 10 % de la tarifa fijada para los clientes libres.

---

<sup>3</sup> José Luis Bonifaz, “Distribución Eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia”, ed. CIES-CIUP, Lima, 2001, pág. 76.

<sup>4</sup> En Enero del 2007 se le asigna también las labores de supervisión de las empresas mineras cambiando su denominación a OSINERGMIN.

### **3.2      Análisis del consumo de electricidad**

Las dos principales formas de energía que consume la sociedad son la electricidad y los combustibles. La electricidad no se puede almacenar por lo que se consume al mismo momento de producirla (en todo instante la demanda es igual a la producción), mientras que los combustibles si se pueden almacenar, siendo mas flexible su comercialización.

La electricidad también posee la característica de bien público que es: “no rival en el consumo”, es decir la electricidad producida por una empresa es consumida al mismo tiempo por varios consumidores, pero no posee la otra característica de bien público que es la “no exclusión”, es decir las empresas pueden privar de su consumo a quien no pague su precio.<sup>5</sup>

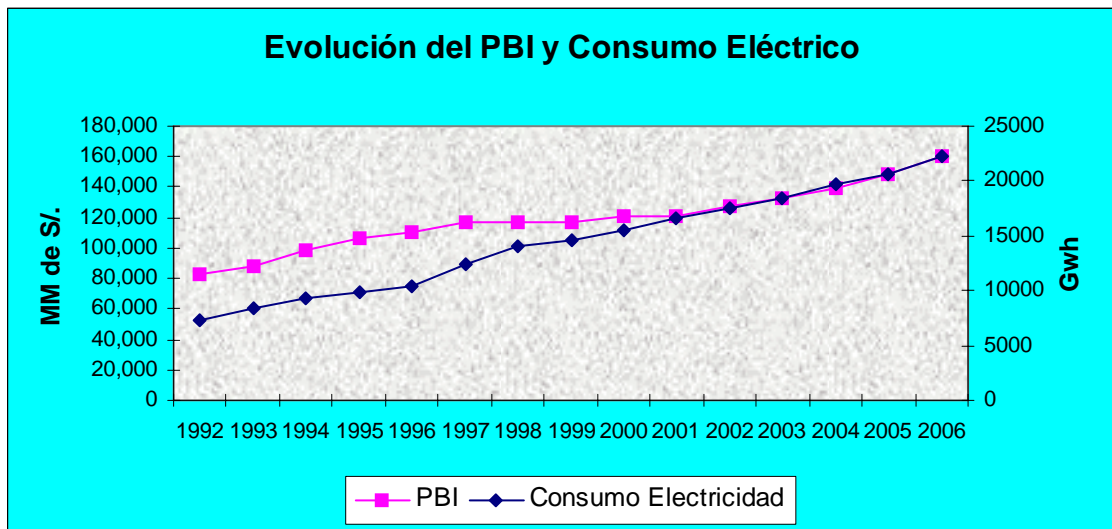
En el gráfico N° 4 de la siguiente página podemos ver la evolución del consumo de electricidad y el PBI. (elaborado con datos del cuadro N° A-2 de Anexo A). Desde el año 1998 existe un proceso sostenido de crecimiento, el PBI promedio ha crecido 4 % anual y la demanda de electricidad en 6 % promedio anual.

Asimismo podemos señalar que el sector industrial es el de mayor consumo y su tasa de crecimiento a partir del año 1997 supera a la de los otros sectores, ver cuadro N° A-3 y gráfico N° A-1 del Anexo A.

---

<sup>5</sup> Walter Nicholson, “Teoría Microeconómica”, 9na ed., ed. Thomson, pág. 595

Gráfico N° 4



Elaboración propia. Datos de BCR y MINEM

También podemos mencionar que en el año 2005 la región Lima consumió la mitad del total país y que la región Huanuco no tuvo producción de electricidad, ver datos del cuadro Nro A-4 de Anexo A.

Después de la Primera Crisis Energética de los años 70 y la reunión de las Naciones Unidas en Río de Janeiro (1992) surgió como política energética: consumir todo tipo de energía de manera eficiente, es decir eliminar los consumos innecesarios que elevan los costos.

Por ejemplo en el consumo de electricidad en los sectores residencial y comercial se recomienda el uso de lámparas fluorescentes o los focos ahorradores (desechando completamente el uso de los focos incandescentes), desconectar los equipos eléctricos que no son utilizados, trasladar algunas actividades (como el planchado de ropa) a horas fuera de punta de consumo eléctrico, que no sea entre las 18:00 y 23:00 horas, etc.

En el consumo industrial se recomienda aprovechar la luz natural en las plantas de producción y almacén, utilizar focos ahorradores o fluorescentes, el arranque de los equipos hacerlos en horas fuera de punta, trasladar algunas operaciones productivas a horas fuera de punta, reevaluar alternativas para el contrato de la tarifa eléctrica según las necesidades de potencia y energía eléctricas, renovar equipos con tecnologías mas eficiente, etc.

Por el contrario en nuestro país, como muestran los datos del cuadro N° 4 podemos señalar de manera global que en 10 años hemos perdido eficiencia en el uso de electricidad, cada vez hemos obtenido una menor cantidad de PBI por cada Kwh de electricidad consumido, en el año 1996 se obtenía 10.6 nuevos soles constantes por cada Kwh mientras que en el año 2006 solo obtenemos 7.2 nuevos soles por cada Kwh.

La eficiencia en el consumo de energía se puede medir con el factor de *intensidad energética* que consiste en medir cuánta energía se consume para producir una unidad de producto de algún sector económico o del PBI.

Aprovechando los datos del cuadro N° 4 podemos calcular el *factor de intensidad energética eléctrica*, es decir por cada unidad de PBI cuánto es el consumo eléctrico, en el año 1996 por cada nuevo sol del PBI se consumía solo 0.09 kwh, mientras que al año 2006 el consumo de electricidad fue de 0.14 Kwh por cada nuevo sol de PBI.

**Cuadro N° 4**

<b>Factor de Intensidad de Energía Eléctrica</b>						
	1996	1998	2000	2002	2004	2006
PBI*	109,760	116,522	121,057	127,407	139,320	159,955
Consumo Eléctrico **	10,331	14,008	15,545	17,605	19,640	22,290
PBI / Cons. Electrico	10.6	8.3	7.8	7.2	7.1	7.2
Intensidad Energ Electr.	0.09	0.12	0.13	0.14	0.14	0.14

\* en millones de nuevos soles de 1994

\*\* en millones de Kwh

Elaboración propia con datos de BCRP y MINEM

El PBI y el consumo eléctrico han crecido en promedio a tasas de 4.5 % y 11.5 % respectivamente y la pérdida de eficiencia en el uso de la electricidad explicaría el hecho de no estar preparados para un crecimiento sostenido y/o que la tecnología de las empresas es obsoleta e ineficiente, como consecuencia existirá desventaja competitiva. En todo caso hace falta una investigación que profundice este tema.

Otro indicador relacionado al consumo eléctrico es el coeficiente de electrificación (porcentaje de la población que posee electricidad) que a nivel país ha mejorado en los últimos años, de 58.26 % en 1993 ha pasado a 78.70 % en el 2006, pero cuando se hace el análisis por regiones podemos constatar que al año 2006 algunas regiones tienen coeficientes de electrificación aún muy bajos como por ejemplo: Cajamarca (38.2), Huánuco (44.3), Loreto (48.9), San Martín (51.3) y Amazonas (55.7), ver cuadro N° A-5 del Anexo A.

El Ministerio de Energía y Minas viene ejecutando un programa de electrificación rural, es así que en el período de 1993 – 2004 ha invertido 643 millones de dólares en 631

proyectos beneficiando a 4.9 millones de habitantes como se detalla en el siguiente cuadro:

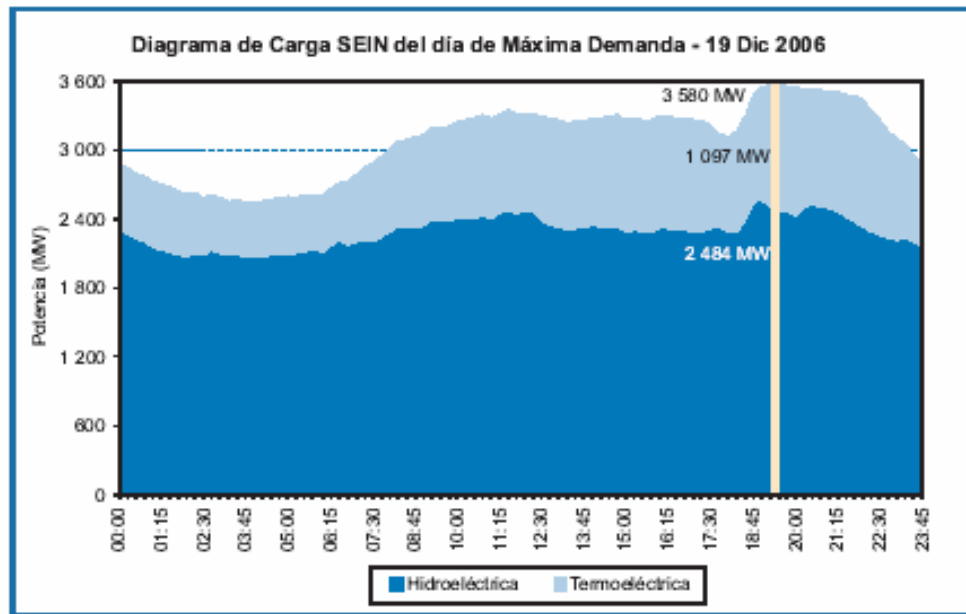
**Cuadro N° 5**  
**Electrificación Rural. Logros**

<b>Descripción</b>	<b>Nro Proyectos</b>	<b>Logros</b>
Centrales Hidroeléctricas	59	39 MW
Centrales Térmicas	174	111 MW
Líneas de Transmisión	42	2447 Km
Pequeños Sistemas Eléctricos	318	15 424 Km
Aerogeneradores (2) y Paneles Solares (1523)	38	777 KW

Datos tomados de Presentación de la Dirección Ejecutiva de Proyectos del MEM  
en Convención de Electrificación Rural de Marzo 2005

La demanda de electricidad tiene la particularidad de no ser uniforme durante las 24 horas del día, existen las horas de mayor demanda llamadas las horas punta entre las 18:00 y 23:00 horas, esto se ve en un gráfico llamado Diagrama de Carga Diaria, como por ejemplo la del día 19 de Diciembre del 2006, tomado del Boletín de Operación del Sector Eléctrico del 2006 publicado por Osinergmin, (página 21).

Gráfico N° 5



El abastecimiento de esta carga diaria se realiza con una combinación de Centrales Eléctricas que signifiquen el mas bajo costo, siendo lo mas eficiente utilizar centrales hidroeléctricas para la demanda en horas fuera de punta y centrales térmicas para las horas punta.

### 3.3 Producción Eléctrica. Recursos Renovables y No renovables

Para la generación de electricidad las empresas utilizan una variedad de recursos energéticos que pueden ser renovables o no renovables. Entre los principales recursos no renovables se tiene a los derivados del petróleo, el gas natural, el carbón y el uranio, característica adicional de todos ellos es que originan externalidades ambientales negativas.



### 3.3

Nuestro país cuenta con una variedad de recursos energéticos que puede utilizar para producir electricidad, este fué el tema elegido para desarrollar mi tesis de Pre Grado y sustentarla para obtener el Título Profesional en el año 1985, en esta Facultad.<sup>6</sup>

Los recursos energéticos renovables son llamados así porque se consideran inagotables o no disminuyen las cantidades existentes, como la energía eólica, la hidroenergía, la energía geotérmica, la energía solar, la energía mareomotriz, la biomasa, los biocombustibles, entre otros.

De ellos la hidroenergía es la mas utilizada comercialmente mientras que la energía eólica se está convirtiendo en una buena alternativa por el avance tecnológico y el aumento del precio de los hidrocarburos. La energía solar aun tiene costos altos para su uso comercial y el desarrollo de los biocombustibles ha generado un debate sobre el uso de la tierra: producir recursos energéticos o producir alimentos para la sociedad.

Últimamente se han elaborado estudios para la utilización de las aguas residuales urbanas para generar electricidad, especialmente en lugares de altura como Arequipa, Cusco, Cajamarca, etc.<sup>7</sup>

Una Central Hidroeléctrica utiliza la energía del agua para transformarla primero en energía mecánica luego en energía eléctrica, una Central Térmica utiliza algún tipo de combustible para producir energía mecánica y luego generar energía eléctrica.

---

<sup>6</sup> Rogelio Macines, “Generación Eléctrica, alternativas e incidencia en la economía del Perú”, tesis para optar el Título Profesional, F.C.E.- U.N.M.S.M., Lima, 1985.

<sup>7</sup> Edmundo Villacorta “Potencial Hidroeléctrico a partir del uso de aguas residuales urbanas”.

Según datos del MINEM la capacidad instalada al 2007 en Centrales hidroeléctricas alcanzó los 3,234 Mw (46%) y en centrales térmicas fue 3,793 Mw (54%)

En las centrales térmicas se utilizaba principalmente los derivados de petróleo como el diesel y el petróleo residual, pero a partir del año 2004 se usa el gas natural proveniente de Camisea. En el cuadro N° A-6 del anexo A podemos ver que desde el año 1998 al 2003 el crecimiento del consumo de gas natural para generar electricidad fue de 57.5 %, mientras que el crecimiento del 2003 al 2007 fue de 347.3 %. Otro recurso utilizado es el carbón mineral en la central térmica de 145 MW ubicada en Ilo.

Cabe mencionar que el costo del gas natural para producir un Kwh es mas barato que los derivados de petróleo, pero en nuestro país hubo incertidumbre sobre el nivel de demanda que tendría el gas natural de Camisea y para asegurar e incentivar esta demanda, se tomó la decisión de fijarle internamente un precio menor que en el mercado mundial.

Esa decisión tomada, en la actualidad está ocasionando efectos adversos en el mercado eléctrico, por un lado se incentivó una demanda que hoy no se puede satisfacer debido a limitaciones en la capacidad instalada para el transporte del gas y por otro se frenó la ejecución de nuevos proyectos hidroeléctricos al alterarse las rentabilidades.

En la actualidad existen potenciales problemas de abastecimiento eléctrico y como solución el Gobierno recurrirá a la adquisición de equipos de generación térmica que

utilizan derivados de petróleo; medida que además de encarecer el costo del Kwh, va a generar mayor emisión de gases de efecto invernadero, como se verá mas adelante.

Según el Comité de Operaciones Económicas del Sistema - COES en el año 2007 el costo de generar un Mwh oscilaba entre 28 y 35 dólares, pero debido a la falta de una política consistente en el sector, en Septiembre del 2008 el costo se elevó a 180 dólares.<sup>8</sup>

Antes del año 2000 existían 2 grandes sistemas de abastecimiento eléctrico independientes, el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado del Sur (SISUR), a partir de ese año se logra conectar ambos formando un solo Sistema Interconectado Nacional (SINAC)<sup>9</sup> o también Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) que abarca poco mas del 90 % del abastecimiento de electricidad del país.

### **3.4 Potencial Hidroeléctrico**

Los glaciares de los Andes y las lluvias en todo nuestro territorio dan origen a los ríos cuyos caudales se convierten en energía hidráulica y que es aprovechada parcialmente en la generación eléctrica.

---

<sup>8</sup> Diario Gestión del 4-09-08, pág. 2.

<sup>9</sup> Giovanna Aguilar, “El Sistema Tarifario del Servicio Público de Electricidad”, ed. PUCP, Doc. De trabajo Nro 224, Lima, 2003, pág. 4

Por encargo de Electroperú a fines de los años 70, estudios realizados por una Misión Alemana concluyeron que teníamos un Potencial Hidroeléctrico técnicamente aprovechable de 58,346 MW<sup>10</sup> y al año 2006 solo tenemos alrededor del 5%, casi 3,000 MW, de capacidad instalada para generación hidroeléctrica. En comparación podemos mencionar a Brasil, que en el año 2000 mas del 87 % de la generación de electricidad fue de origen hidráulico, mientras que en Noruega llegó cerca al 100 %, en el lado contrario con alta participación de generación térmica se encuentran Polonia (97 %), Holanda (90 %) e Italia (83%).<sup>11</sup>

La combinación eficiente de las diferentes centrales eléctricas para abastecer el Diagrama de Carga permitirá menores costos por kwh producido, las centrales hidroeléctricas son utilizadas especialmente para la demanda fuera de horas punta, mientras que las centrales térmicas se utilizan para abastecer la demanda de las horas punta debido a que sus costos están ligados a la variación del precio de los hidrocarburos.

Las mas grandes centrales hidroeléctricas fueron construidas con inversión del Estado, estas son: la Central Hidroeléctrica del Mantaro y la Central Hidroeléctrica Restitución administradas por ELECTROPERÚ, la capacidad instalada supera los 1,000 MW y contribuyen de manera importante al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, aunque se ha propuesto la privatización de ELECTROPERÚ, permanece aún como empresa pública.

---

<sup>10</sup> Información MINEM, <http://www.minem.gob.pe/archivos/dge/publicaciones/PotencialHidroelectrico>

<sup>11</sup> Exposición de Luis Miguel Romeo en Universidad de Alicante, 2007, ver [www.cenitco2.es/...200708.../2.%20Emisiones](http://www.cenitco2.es/...200708.../2.%20Emisiones)

### 3.5 Producción de electricidad y emisiones de CO<sub>2</sub>. Proyecciones

En esta parte de la investigación se elabora un modelo econométrico de demanda eléctrica y una vez estimados los parámetros se utilizarán para proyectar las necesidades futuras de electricidad que deberán ser satisfechas con la producción; asimismo se proyectarán las emisiones de CO<sub>2</sub> debido al uso de los recursos energéticos en la generación eléctrica.

La electricidad tiene la característica de ser un bien perfectamente perecible es decir que no se puede almacenar, se consume al mismo instante de ser producida por lo que se puede decir que existe equilibrio permanente entre la oferta y la demanda.

En las estadísticas publicadas del sector eléctrico los datos históricos muestran que la producción se consume totalmente como: ventas comerciales + autoconsumo de generadores + pérdidas en transmisión y distribución.

Se formula el siguiente modelo econométrico de series temporales

$$\text{Demelect} = c + B1 \text{ PBI} + B2 \text{ Pob} + \mu$$

donde las variables son:

Demelect: es la demanda de electricidad y variable dependiente

PBI: es el Producto Bruto Interno y variable independiente

Pob: es la población y variable independiente

y se utiliza logaritmos naturales para expresarlo de manera lineal de la siguiente manera:

$$\text{Lndemelect} = c + B1 \ln \text{pbi} + B2 \ln \text{pob} + \mu$$

Donde:

B1 y B2	son valores de elasticidades de PBI y Población
c	parámetro
$\mu$	variable aleatoria

Como variables independientes que explican la demanda eléctrica se utilizan: el PBI (datos del Banco Central de Reserva) como variable proxy de Ingreso Disponible que está muy relacionada al nivel de actividad productiva, y se espera tenga una relación positiva o directa con la variable dependiente.

Asimismo, la Población (datos del Instituto Nacional de Estadística e Informática) se utiliza como variable proxy de las necesidades de bienestar de la sociedad que también deberá tener una relación directa o positiva con la variable dependiente; “c” es un parámetro y B1, B2 son los valores de las elasticidades de las variables PBI y Población respectivamente.

La variable precio no se considera en este modelo por las particularidades del mercado eléctrico (equilibrio permanente de oferta y demanda) en el que no se presentan los ajustes por excesos de demanda o excesos de oferta para llegar a un precio óptimo (que sí se presentan en la mayoría de los productos o bienes), y además debido a que para una parte del mercado el precio o tarifa se fija entre demandantes y productores, y para otra parte del mercado la tarifa es fijada semestral o anualmente por OSINERGMIN.<sup>12</sup>

---

<sup>12</sup> Ver Jaime Luyo, “Estabilidad Dinámica de los Mercados Eléctricos” en Revista Nro 14, Diciembre, 1999, Facultad de Ciencias Económicas, U.N.M.S.M. pág. 116.

Para estimar los valores de los coeficientes y parámetros hemos aplicado el método de los mínimos cuadrados en el programa Econometric Views con datos del período 1991 - 2007 publicados por el Ministerio de Energía y Minas y el Banco Central de Reserva del Perú (ver cuadro N° A-2 del Anexo A).

Como muestra el cuadro N° A-2 aparecen datos de Ventas así como de Producción Eléctrica, para efectos de este modelo econométrico se utiliza los datos de Producción Eléctrica como datos de la variable dependiente Demanda Eléctrica, dado que –como dijimos anteriormente- la producción se consume totalmente e instantáneamente como ventas eléctricas + autoconsumo de generadores + pérdidas en transmisión y distribución.

Si utilizáramos en el modelo econométrico solo los datos de ventas comerciales para la variable dependiente y hacer la proyección de la demanda se estaría subestimando las necesidades de producción eléctrica, lo que originaría costos que podrían ser altos debido al desabastecimiento eléctrico, (también son perjudiciales los excesos de inversión por el costo de oportunidad de los recursos financieros comprometidos). Ver mayor discusión teórica del modelo econométrico en el Anexo B al final.

Aunque para las necesidades de producción también es necesario conocer los picos de demanda futuros, esta investigación no profundizará en ese tema porque su objetivo solo es cuantificar de manera global las emisiones de CO<sub>2</sub> debidas a la producción de electricidad.

Los resultados obtenidos en el programa E Views son:

Dependent Variable: LNDEMELECT

Method: Least Squares

Date: 02/28/09 Time: 22:48

Sample: 1991 2007

Included observations: 17

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-13.31130	2.870259	-4.637666	0.0004
LNPIBI	0.559217	0.156015	3.584380	0.0030
LNPOB	1.644200	0.457053	3.597398	0.0029
R-squared	0.988868	Mean dependent var		9.876432
Adjusted R-squared	0.987278	S.D. dependent var		0.238362
S.E. of regression	0.026885	Akaike info criterion		-4.235690
Sum squared resid	0.010119	Schwarz criterion		-4.088653
Log likelihood	39.00337	F-statistic		621.8317
Durbin-Watson stat	1.423879	Prob(F-statistic)		0.000000

Este cuadro muestra los valores de algunas pruebas estadísticas que le dan cierta validez al modelo econométrico, destacando el Coeficiente de Correlación de 0.98, asimismo la significancia de las variables independientes.

Con los parámetros estimados el modelo queda expresado como sigue:

$$\text{Lndemelect} = -13.31130 + 0.559217 \ln \text{pbi} + 1.6442 \ln \text{pob}$$

A partir del modelo explícito se proyectará la demanda de electricidad hasta el año 2012 porque es el límite de tiempo para la aplicación de una primera fase del Protocolo de Kioto y además porque más años de proyección significan una mayor incertidumbre y menor probabilidad de que coincidan los valores futuros proyectados con los valores reales.

Para proyectar la demanda eléctrica se necesitan los datos proyectados de las variables PBI y Población que se hace en función del tiempo y los parámetros se estimaron



aplicando el método de los mínimos cuadrados en programa Econometric View (ver Anexo B), obteniendo las siguientes ecuaciones:

$$\text{PBI:} \quad \ln pbi = 11.30737 + 0.041096 \text{ tiempo}$$

$$\text{Población:} \quad \ln pob = 10.00204 + 0.014345 \text{ tiempo}$$

Los resultados de las proyecciones se muestran en el cuadro N° 6 de la siguiente página, y con estos datos se proyectó la demanda eléctrica hasta el año 2012 tal como se indica en el cuadro N° 8 de la página 64, existiendo escasa diferencia con la proyección hecha por el Ministerio de Energía y Minas siguiendo otra metodología y publicada en el Plan Referencial de Electricidad 2006 – 2015<sup>13</sup>, (ver cuadro N° A-13 de anexo A).

**Cuadro N° 6**

<b>Proyección de PBI y Población</b>			
	PBI	Población	Tiempo
1991	83,760	22,180	1
1992	83,401	22,597	2
1993	87,375	23,010	3
1994	98,577	23,401	4
1995	107,064	23,775	5
1996	109,760	24,156	6
1997	117,294	24,518	7
1998	116,522	24,886	8
1999	117,587	25,234	9
2000	121,057	25,587	10
2001	121,314	25,920	11
2002	127,569	26,257	12
2003	132,546	26,577	13
2004	139,463	26,896	14
2005	148,458	27,219	15
2006	160,383	27,546	16
2007	174,328	28,221	17
2008	170,604	28,574	18
2009	177,761	28,987	19
2010	185,218	29,406	20
2011	192,989	29,830	21
2012	201,085	30,261	22

Elaboración propia

<sup>13</sup> Ministerio de Energía y Minas, “Plan Referencial de Electricidad 2006 – 2015”, Lima, pág 79

A partir de los datos proyectados de demanda eléctrica los productores buscan la manera de asegurar el abastecimiento invirtiendo en capacidad instalada, siendo labor del ente regulador que la inversión en las centrales eléctricas signifique la producción al mas bajo costo.

Por los problemas actuales de incertidumbre en el abastecimiento eléctrico y las expectativas de elevación de los costos de producción se puede decir que el organismo regulador ha fallado en la regulación, situación que se complica aún mas si consideramos el aspecto ambiental, en lugar de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> con mayor uso del potencial hidroeléctrico, éstas emisiones se están incrementando como veremos a continuación.

Se tratará de cuantificar las emisiones de CO<sub>2</sub> por causa de los recursos energéticos utilizados en la producción de electricidad, asimismo se hará una proyección hasta el 2012. Se conoce una proyección hecha por el Ministerio de Energía y Minas también publicada en el Plan Referencial de Electricidad 2006 – 2015.<sup>14</sup> (ver cuadro N° A-14 de anexo A).

Un modelo conocido para estimar las emisiones de CO<sub>2</sub> por el consumo de recursos energéticos es el Modelo o Identidad de Kaya (Yoichi Kaya es un economista japonés que investiga sobre el cambio climático para las Naciones Unidas); pero al no tener suficiente información para aplicar un modelo econométrico de Kaya se recurre a una

---

<sup>14</sup> Ministerio de Energía y Minas, obra citada, pág. 142

metodología mas simple como se verá a continuación. Ver explicación del modelo de Kaya en Anexo B.

Con datos de consumo de diversos recursos energéticos utilizados para la generación eléctrica publicados en los Anuarios del Ministerio de Energía y Minas se ha elaborado el cuadro N° A-6 del Anexo A; a estos datos se le ha aplicado los factores de emisión establecidos por el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático que se muestran en el cuadro N° A-7 de Anexo A obteniéndose los resultados mostrados en el cuadro N° 7.

**Cuadro N° 7**

<b>Perú. Emisiones de CO2 en Producción de Electricidad (por tipo de combustible)</b>												
Combustibles*	Un. Medida	factor emisión TCO2/un med	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998
Bagazo	kg	0.0013 (**)	1244044	953649	1036439	895090	1343362	834223	422877	520624	508192	518398
Carbón	kg	0.002	663992	640460	630062	718960	602784	615320	244184	0	0	0
Diesel1	gl	0.01	911	586	800	929	2981	3766	7592	7031	12194	20303
Diesel2	gl	0.01	498983	567883	534370	1097494	504741	509638	512696	564004	850278	1011093
Gas Natural	m3	0.002006	3944010	2680483	2583021	1474807	881704	731787	583557	542950	652284	559609
Residual6	gl	0.011	322054	340575	385310	455736	308466	304838	325823	395291	453917	451703
Residual 500	gl	0.01103	213589	283901	316188	532405	347585	207413	188273	574354	906412	952570
Residual 5	gl	0.01103	8493	104662	114368	59615	51060	26950	11434	1470	1080	94377
Gas de Refinería	m3	0.002006	49199	43092	44914	36178	0	0	0	0	0	0
Kerosene Maple	gl	0.009	0	0	139	1203	1284	0	0	0	0	0
Total de TCO2			6,945,275	5,615,291	5,645,613	5,272,418	4,043,968	3,233,935	2,296,437	2,605,724	3,384,357	3,608,054
Variación anual			0.24	-0.01	0.07	0.30	0.25	0.41	-0.12	-0.23	-0.06	

\* Fuente: Solo empresas que informan al MEM

\*\* dato en <http://cdm.unfccc.int/index.html>

Se debe señalar que el factor de emisión de CO<sub>2</sub> en una central hidroeléctrica es cero por lo que no se toma en cuenta o es irrelevante considerarlo.

El número de datos del cuadro N° 7 no es suficiente para elaborar un modelo econométrico por lo que se realiza una proyección de las emisiones como sigue: se obtiene una tasa promedio anual de variación, que resultó 0.0969, y se aplica a partir del 2008 hasta el 2012 obteniendo los resultados que se muestran en el cuadro N° 8:

**Cuadro N° 8**  
**Proyecciones de Demanda de Electricidad y Emisiones de CO<sub>2</sub>**

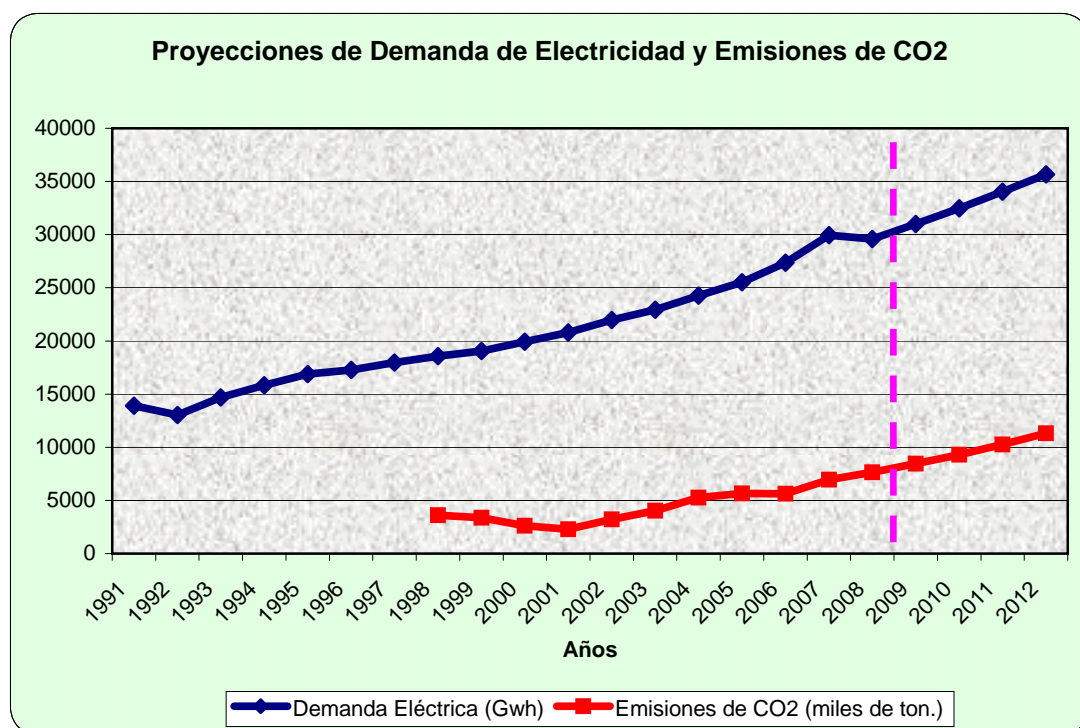
	Demanda Eléctrica (Gwh)	Emisiones (miles tCO <sub>2</sub> )
1991	13901	
1992	13044	
1993	14679	
1994	15843	
1995	16880	
1996	17280	
1997	17953	
1998	18583	3608.1
1999	19050	3384.4
2000	19923	2605.7
2001	20786	2296.4
2002	21982	3233.9
2003	22923	4044.0
2004	24267	5272.4
2005	25510	5645.6
2006	27370	5615.3
2007	29943	6945.3
2008	29600	7659.0
2009	31011	8446.2
2010	32490	9314.2
2011	34039	10271.4
2012	35661	11327.0

Elaboración propia

Se debe considerar asimismo que la proyección de las emisiones ocurre sin modificar la manera actual de generación eléctrica, lo cual es bastante real dado que poner en operación una nueva central hidroeléctrica demora de 2 a 4 años y el uso de otros recursos no contaminantes aún se encuentran en proyectos.

Los datos del cuadro se muestran en la gráfica N° 6 donde se puede verificar una relación directa entre la demanda de electricidad y las emisiones de CO<sub>2</sub>.

**Gráfico N° 6**



Elaboración propia.

## **CAPÍTULO IV**

### **EL MERCADO DE CARBONO Y EL FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS**

#### **4.1 Dificultades y barreras en la inversión de proyectos hidroeléctricos**

El abastecimiento de electricidad en cualquier país es fundamental para el funcionamiento de la economía y el bienestar de la sociedad, por lo que es necesario garantizar el servicio eléctrico sin interrupciones y con calidad; lo cual es posible si se tiene oportunamente la capacidad instalada para generarla, que como vamos a ver tiene ciertas particularidades.

Las inversiones en el sector eléctrico tienen un largo período de recuperación del capital (y en el caso de las centrales hidroeléctricas un largo período de construcción), por lo tanto estas inversiones tienen mayor incertidumbre y mayor riesgo, tienen además la característica de costos hundidos (es decir son irreversibles y no se pueden desmontar), en mayor grado las centrales hidroeléctricas que las centrales térmicas.

En una investigación de Humberto Campodónico se hace un análisis de las inversiones en el pasado, menciona que durante el período 1972 – 1979 después de la nacionalización de la industria eléctrica por el Gobierno Militar de 1968 se produce un importante aumento en

la potencia instalada, agregándose en promedio 114 MW anuales, siendo la inversión de ELECTROPERÚ un promedio anual de US \$ 185 millones, dólares constantes de 1995.<sup>1</sup>

Posteriormente en el período 1980-1985 las inversiones continúan aumentando en el sector eléctrico llegando a un promedio anual de US \$ 650 millones, dólares constantes de 1995, con un aumento promedio de la potencia instalada de 88 MW anuales. Posteriormente en el quinquenio siguiente la inversión empezó a declinar siendo el incremento de la potencia instalada de solo 46 MW anuales.<sup>2</sup>

En los años 90 empieza el período de las Reformas Estructurales que reduce el papel de las empresas públicas en la actividad productiva, y en el sector eléctrico el objetivo es garantizar el abastecimiento eléctrico de manera sostenible y con calidad.

Con la privatización de gran parte de las empresas del sector eléctrico en los años 1994 y 1995 –según Campodónico en esos dos años la inversión promedio fue de US \$ 30 millones de dólares constantes de 1995<sup>3</sup>- se esperaba un impulso de las inversiones en el sector eléctrico.

Según el Organismo Latinoamericano de Energía (OLADE), después de la privatización de gran parte de las empresas eléctricas en nuestro país, la inversión destinada a la ampliación

---

<sup>1</sup> Humberto Campodónico, “Las Reformas Estructurales del Sector Eléctrico Peruano y las características de la Inversión 1992 – 2000”, ed. CEPAL, serie Reformas Económicas Nro. 25, Chile, 1999, pág. 11.

<sup>2</sup> Idem, pág. 13.

<sup>3</sup> Idem, pág. 13



de la capacidad instalada en el período 1993 – 2003 ascendió a 4,640 millones de dólares, destinándose 2,400 a generación, 612 a transmisión y 1,628 a distribución.<sup>4</sup>

Asimismo en un Estudio de Osinerg<sup>5</sup> se señala que en la década 1990 al 2000 la potencia instalada aumentó en 1,926 MW, significando un incremento promedio de 192.6 MW anuales.

Aún con estos incrementos en las inversiones y la capacidad instalada, Gonzalo Prialé (miembro de la Asociación para el Fomento de la Infraestructura Nacional en nuestro país) señala la brecha en la inversión de Infraestructura al año 2005, correspondiendo al sector eléctrico una brecha de 5,523 millones de dólares americanos y de ese monto 3,979 millones corresponde a la capacidad instalada<sup>6</sup> Ver cuadro en siguiente página.

---

<sup>4</sup> OLADE, “Competencia en Mercados Energéticos: una evaluación de la Reestructuración de los Mercados Energéticos en América Latina y el Caribe”, Diciembre, 2004, pág. 35.

<sup>5</sup> Arturo Vásquez C. “Los Vínculos entre el Crecimiento Económico y la Infraestructura Eléctrica en el Perú, 1940-2000”, Osinerg, Documento de Trabajo N° 17, Lima, Diciembre 2004, pág. 36.

<sup>6</sup> Gonzalo Prialé, “Inversión en Infraestructura en el Perú”, Exposición de AFIN (Asociación para el Fomento de la Infraestructura Nacional), Mayo, 2008.

**Cuadro N° 9**

<b>Brecha de Inversión en infraestructuras de Servicios Públicos 2005 - (Millones de US\$ dólares)</b>				
<b>Sector</b>	<b>Lima</b>	<b>Provincias</b>	<b>Total 2005</b>	<b>%</b>
<b>Transportes</b>	<b>681</b>	<b>7,003</b>	<b>7,684</b>	<b>34%</b>
Red Vial	58	6,771	6,829	30%
Puertos	560	135	695	3%
Aeropuertos	63	80	143	1%
Ferrocarriles	0	17	17	0%
<b>Saneamiento</b>	<b>2,369</b>	<b>2,250</b>	<b>4,619</b>	<b>20%</b>
Agua Potable	1,081	1,152	2,233	10%
Saneamiento	838	942	1,780	8%
Tratamiento de aguas servidas	450	156	606	3%
<b>Electricidad</b>	<b>207</b>	<b>5,316</b>	<b>5,523</b>	<b>24%</b>
Ampliación de cobertura	207	1,109	1,316	6%
Infraestructura de Transmisión		228	228	1%
Ampliación de capacidad instalada		3,979	3,979	17%
<b>Gas Natural</b>	<b>100</b>	<b>320</b>	<b>420</b>	<b>2%</b>
<b>Telecomunicaciones</b>	<b>2,746</b>	<b>1,888</b>	<b>4,633</b>	<b>20%</b>
Telefonía fija	595	589	1,184	5%
Telefonía Móvil	2,151	1,299	3,449	15%
<b>TOTAL</b>	<b>6,103</b>	<b>16,777</b>	<b>22,879</b>	<b>100%</b>
<b>Distribución %</b>	<b>26.7%</b>	<b>73.3%</b>	<b>100%</b>	

Fuente: Estudio "La infraestructura que necesita el Perú - Brecha de inversión en infraestructura de servicios públicos" IPE

Fuente: Exposición de Gonzalo Prialé, "Inversión en Infraestructura en el Perú", AFIN, Mayo 2008

Para generar electricidad de manera eficiente se debe utilizar una combinación de recursos energéticos en centrales térmicas o en centrales hidroeléctricas, utilizando principalmente los recursos energéticos que se posee, por ejemplo, a partir de la explotación del gas natural de Camisea se impulsó las inversiones para el cambio de combustible en centrales térmicas que utilizaban derivados de petróleo o la construcción de nuevas centrales a gas natural.

Considerando el alto potencial hidroeléctrico y su bajo nivel de su utilización, el enfoque a seguir en la investigación será sobre los proyectos hidroeléctricos, en los que se ha llegado

a identificar algunas dificultades o barreras como son: técnicas, económicas, financieras y regulatorias que analizaremos a continuación.

Las dificultades técnicas están relacionadas a nuestra geografía, las mejores ubicaciones de aprovechamiento hidroeléctrico se encuentran en la Cordillera de los Andes donde existe una red de montañas que complican la ejecución de todo tipo de proyectos, como sucedió con la construcción del gasoducto desde Camisea a través de los Andes hacia la Costa.

Generalmente estas ubicaciones se encuentran alejadas de los centros de consumo y nuestra red de líneas de transmisión eléctricas todavía es insuficiente, por ejemplo toda la zona del oriente que corresponde a la selva norte tiene abastecimiento eléctrico con sistemas aislados y en base de centrales térmicas. Las líneas de transmisión permiten trasladar la producción de electricidad hacia y desde cualquier lugar.

Otra de las dificultades para la ejecución de proyectos hidroeléctricos son las económicas, expresadas en una demanda insuficiente de energía eléctrica en las localidades que no son capital de región, la actividad económica no es intensiva en uso de electricidad y los bajos ingresos de la población no permiten el cobro de tarifas eléctricas que cubrirían los costos de producción, por lo que la proyección del flujo de ingresos resulta deficitario.

El financiamiento es otra de las dificultades a resolver, los proyectos hidroeléctricos son intensivos en capital, tienen largo período de construcción y larga vida de recuperación de la inversión; por ello el riesgo para los inversionistas es más alto. Si bien una central

hidroeléctrica tiene los costos variables de producción muy bajos, tiene los costos fijos más altos en comparación a los de una central térmica, como se puede ver en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 10**

<b>Costos de Inversión de Centrales Eléctricas</b>				
Central	Vida útil (años)	Inversión (US\$/kw)	Costos fijos anuales (US\$/kw)	Costo anual inversión (US\$/kw)
Gas natural c.simple	20	300	9	48
Gas natural c.combinado	20	550	17	91
Residual o diesel	20	300	6	45
Carbón	30	1000	30	153
Hidroeléctrica	50	1200	12	156

Fuente: De la Cruz-Mori, "Estamos produciendo energía eléctrica al menor costo posible?", Macroconsult, pág. 27

El análisis de las estrategias de políticas para la economía peruana hecha por especialistas y que redactaron el Documento llamado la Agenda Perú, respecto del sector eléctrico señalaban:

“Para explotar adecuadamente los abundantes recursos hidroenergéticos con que cuenta el país se requiere de grandes inversiones con largos períodos de maduración, que difícilmente pueden ser realizados sólo por el sector privado y que requieren de alguna forma de participación estatal”.<sup>7</sup>

<sup>7</sup> Agenda Perú, “Perú. Agenda y estrategia para el siglo 21”, Lima, 2000, pág. 100 [www.agendaperu.org.pe](http://www.agendaperu.org.pe)

La regulación misma se constituyó también en una de las barreras que tuvo la inversión en hidroelectricidad, en el año 2000 el Gobierno decidió no autorizar la construcción de estas centrales con el objetivo de impulsar la demanda del gas natural de Camisea para las Centrales Térmicas en base a este nuevo recurso, decisión que se mantuvo cerca de 5 años.

Asimismo la política de fijar un precio reducido por el gas natural modificó las expectativas en el mercado eléctrico; según el ente regulador OSINERGMIN en junio del 2008 algunos proyectos del sector se encontraban paralizados por falta de financiamiento.<sup>8</sup>

Otra de las barreras para la inversión en Proyectos Hidroeléctricos es el comportamiento de riesgo moral de algunos empresarios. En un estudio del CIES se señala que bajo el esquema marginalista de calcular la tarifa eléctrica en el Perú (basada en el costo marginal de producción), para las empresas monopólicas o empresas en colusión, es racional restringir las inversiones eficientes para influir al alza sobre los precios vigentes.<sup>9</sup>

Según el Ing. Herrera Descalzi ex Ministro de Energía y Minas, a Marzo del 2009 el país tiene solo 120 Mw de reserva eléctrica, cuando debido al incremento de la demanda deberíamos tener por lo menos 800 Mw.<sup>10</sup>

Por último, consideramos que otra dificultad que tendrán los proyectos hidroeléctricos son los efectos del cambio climático sobre los glaciares de los Andes y sobre las lluvias, que a

---

<sup>8</sup> Ver diario Gestión del 20 de junio del 2008, pág. 3.

<sup>9</sup> J. Gallardo, R. García y J. Távara, “Instituciones y Diseño de Mercado del Sector Eléctrico Peruano”, CIES, Informe de Agosto de 2005, pág. 80.

<sup>10</sup> Diario Expreso 16-03-09

su vez influirán sobre los caudales de los ríos, constituyéndose en un riesgo mas a considerar en la evaluación de las inversiones. Se hace necesario nuevos estudios para identificar el real Potencial Hidroeléctrico considerando este nuevo escenario.

Las Centrales Hidroeléctricas son importantes porque garantizan la generación eléctrica con calidad y bajo costo de producción en el largo plazo, por lo tanto existe la necesidad de asegurar los flujos de agua necesarios, mediante la construcción de represas, construcción de túneles para el trasvase de las aguas de la zona oriental hacia la zona occidental, habilitar y utilizar los lagos secos, utilizar las cuencas mineras ya explotadas, utilizar las aguas residuales en ciudades con alta población, etc.

A continuación se va a analizar con más detalle el aspecto del financiamiento, habiéndose encontrado en el Mercado de Carbono una fuente de recursos financieros a partir de la relación entre los proyectos hidroeléctricos y los efectos medioambientales.

## **4.2 Fuentes de Financiamiento**

El Sistema Financiero en cualquier país cumple el rol de intermediario, facilitando el intercambio de recursos financieros entre los que tienen excedentes y los que tienen necesidades, en el Mercado de Capitales se intercambian recursos financieros de mediano y largo plazo.

El Sistema Financiero fue uno de los sectores clave en la aplicación de las Reformas Económicas de los años 90, se privatizaron los bancos Asociados, desapareció la Banca de Fomento, apareció la banca múltiple, se liberó las tasas de interés, se eliminaron los controles sobre el mercado cambiario, se eliminó el trato discriminatorio a los capitales extranjeros, etc.

Las reformas buscaban dejar en libertad a los agentes económicos privados para que impulsen el desarrollo de los mercados financieros, mientras que el rol del Estado era solo el de establecer las mejores condiciones para ello, es decir regular el funcionamiento de los mercados corrigiendo la existencia de imperfecciones o fallas de mercado.

Estos cambios tuvieron efecto en los mercados financieros de corto plazo que se reflejó en el fortalecimiento y desarrollo del sistema bancario; asimismo se fortaleció la Bolsa de Valores de Lima como muestra el crecimiento de la capitalización bursátil llegando a representar el 34.5% del PBI en el 2006. (ver cuadro N° 11 de la siguiente página).

Aunque ha habido cierta diversificación de las operaciones sobre activos financieros de empresas financieras, agroindustriales y de servicios en la Bolsa de Valores, ésta sigue dependiendo de manera importante de las operaciones relacionadas al sector minero.

Otro importante efecto de las reformas en el sector financiero fue la aparición de los Fondos de Inversión y los Fondos Mutuos. Estos Fondos son formados por la agrupación de

recursos financieros excedentes de variados poseedores y que son invertidos por especialistas que han recibido esa confianza por sus mayores conocimientos y experiencia.

**Cuadro N° 11**

<b>Evolución de Bolsa de Valores de Lima (millones de dólares)</b>		
	Capitalización Bursátil	% del PBI
1997	17,383	24.6
1998	11,035	29.9
1999	13,407	25.2
2000	10,511	23.5
2001	10,861	23.0
2002	12,593	19.9
2003	16,084	20.5
2004	20,108	23.4
2005	36,196	26.5
2006	60,020	34.5

Fuente: Memorias del Banco Central de Reserva del Perú

Los Fondos de Inversión<sup>11</sup> constituyen recursos de ahorristas grandes y pequeños que son invertidos en operaciones de mediano y largo plazo, tratando de obtener mejores rentabilidades y beneficiándose con las economías de escala de las operaciones que individualmente les representaría mayores costos, dificultades y riesgo. En estos Fondos los partícipes están obligados a mantener sus recursos financieros por períodos definidos a

---

<sup>11</sup> Miguel A. Martín y Roddy Rivas-Llosa, “Un Balance del Sistema Financiero Peruano para el año 2007”, CIES, pag. 40



priori, a diferencia de los Fondos Mutuos en los que si se pueden retirar los recursos cuando lo requiera el partícipe.

Los Fondos de Inversión han tenido un crecimiento sostenido desde el año 2002, llegando a multiplicarse por cuatro al año 2007 como se muestra en el siguiente cuadro. En el sector energía se espera que próximamente entre en funcionamiento un Fondo de Inversión que ya tiene la Licencia de Organización otorgada por CONASEV.<sup>12</sup>

**Cuadro N° 12**

<b>Patrimonio de los Fondos de Inversión (millones de nuevos soles)</b>	
2002	198.5
2003	374.1
2004	556.6
2005	602.8
2006	721.1
2007	808.6

Fuente: CONASEV, [www.conasev.gob.pe](http://www.conasev.gob.pe)

En nuestro país existe el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) cuyo objetivo es ayudar a consumidores de bajos ingresos mas no financiar proyectos de inversión, también existe el Canon Hidroenergético que proporciona recursos a las regiones pero los montos son reducidos y no se les puede considerar como fuente importante de financiamiento. Ver cuadro N° A-10 de anexo A.

---

<sup>12</sup> Ver Diario Gestión del 14-08-08 pág. 15

Una mejor alternativa y tal vez mas importante fuente de financiamiento para los proyectos hidroeléctricos son los Fondos de Pensiones Privados como veremos a continuación.

#### **4.2.1 Los Fondos de Pensiones Privados**

En 1993 se realizó la reforma del sistema de pensiones promoviendo la participación de empresas privadas mediante Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP) quienes serían las encargadas de administrar los ahorros obligatorios de los pensionistas, antes de ello en nuestro país solo existía el Sistema Nacional de Pensiones a cargo del Estado.

En un inicio hubo 8 Administradoras de Fondos de Pensiones Privadas<sup>13</sup> mientras que en la actualidad después de algunos procesos de fusiones y adquisiciones se han reducido a 4 administradoras. Los recursos financieros administrados han ido creciendo sostenidamente tal como se puede ver en el cuadro N° 13, en el año 1997 el valor acumulado de los fondos de pensiones privados solo representaba el 2.6% del PBI, 10 años después ese valor representaba el 17.7 % del PBI.

Las Administradoras de Fondos de Pensiones están facultadas para invertir esos fondos y lograr rentabilidades, es por ello que las Administradoras para diversificar sus colocaciones, solicitaron se modifique la regulación existente y se les aumente el porcentaje

---

<sup>13</sup> Lorena Masías-Elio Sánchez, “Competencia y Reducción de Comisiones en el sistema privado de pensiones”, documento de trabajo de SBS, Lima, 2007, pág. 8

que pudieran colocar en el extranjero, llegando a autorizarse hasta el 20 % del total; aunque ello signifique la salida de los recursos que deberían fortalecer el sistema financiero interno.

**Cuadro N° 13**

<b>VALOR DE LOS FONDOS DE PENSIONES (millones de nuevos soles)</b>		
	Valor	% del PBI
1997	4,108	2.6
1998	5,396	3.2
1999	8,344	4.8
2000	9,599	5.2
2001	12,350	6.5
2002	15,754	7.9
2003	21,844	10.2
2004	25,651	10.8
2005	32,223	12.3
2006	45,547	14.9
2007	60,406	17.7

Fuente : Memorias del Banco Central de Reserva del Perú

Las medidas regulatorias sobre las colocaciones o inversiones de las AFP buscan proteger los fondos de los pensionistas, por ello actualmente se trata de mejorar esa regulación para hacer posible la inversión en proyectos nacionales de largo plazo que implican un mayor riesgo. La actual crisis financiera internacional que ha generado mayor incertidumbre y riesgos a nivel mundial ha favorecido al mercado interno, ahora los proyectos de inversión nacionales se han convertido en una buena alternativa para los fondos de las AFP dado que ahora los riesgos e incertidumbre locales son menores a los externos.

Los proyectos hidroeléctricos serían algunos de los beneficiados para captar esos recursos financieros y cuya ejecución también beneficiaría al país por su contribución al crecimiento y desarrollo del país; a su vez permitirá a las AFP diversificar sus inversiones pudiendo obtener una rentabilidad sostenida en el largo plazo.

Se puede mencionar experiencias de otros países como por ejemplo el caso de AFP Futuro en Bolivia que compró Bonos de la Empresa Hidroeléctrica Boliviana por US\$ 22.5 millones, cuyo dinero se iba a utilizar en un proyecto de generación hidroeléctrica.<sup>14</sup>

En nuestro país según Lorena Masías las colocaciones de los fondos de pensiones tienen preferencia por el sector telecomunicaciones aunque existen ciertos capitales en infraestructura energética como es el caso de ENERSUR donde poseen el 20 % del capital accionario<sup>15</sup>, asimismo según datos de la Superintendencia de Administradoras de Pensiones en el 2007 las colocaciones en empresas de generación eléctrica era de 2,642 millones de nuevos soles (4.3% del total), pero las colocaciones en proyectos hidroenergéticos solo era de 232 millones de nuevos soles ( 0.39 % del total).<sup>16</sup>

En el cuadro N° 14 podemos ver la estructura porcentual de las colocaciones de las AFP y muestra que las colocaciones en empresas no financieras llegó a 59.4 % en el 2007,

---

<sup>14</sup> BBVA Inversiones, “Participación de los Fondos de Inversiones Latinoamericanos en el Desarrollo de Infraestructura”, Boletín Informativo Nro 4, Abril 2005, pág 8 , ver en <http://scotiarecer.com.do/pdf/boletines/inversiones/ABR%2005.pdf>

<sup>15</sup> Lorena Masías, “Inversiones de los fondos de pensiones: avances y nuevas alternativas de inversión”, pág. 205, ver [http://www.fiap.cl/prontus\\_fiap/site/artic/20061211/asocfile](http://www.fiap.cl/prontus_fiap/site/artic/20061211/asocfile)

<sup>16</sup> Ver Superintendencia de Banca y Seguros, [www.sbs.gob.pe](http://www.sbs.gob.pe)

asimismo las colocaciones en valores del gobierno sumadas a las colocaciones en el exterior representan el 35 % del total, constituyendo este porcentaje la potencial fuente de los recursos que pueden financiar proyectos hidroeléctricos.

**Cuadro N° 14**

<b>COLOCACIONES DE LAS AFP - Porcentajes</b>				
	Valores del Gobierno	Empresas Financieras	Empresas no Financieras	Exterior
1997	0.3	43.7	55.9	0.0
1998	4.9	45.2	49.9	0.0
1999	7.1	43.1	49.8	0.0
2000	9.0	36.7	47.6	6.7
2001	13.8	39.4	42.1	4.7
2002	12.9	34.7	45.3	7.1
2003	19.5	23.0	48.8	8.7
2004	24.2	13.4	52.2	10.2
2005	20.3	11.4	58.3	10.1
2006	19.1	9.2	62.9	8.5
2007	21.9	5.4	59.4	13.2

Fuente: Memoria Anual 2007 del Banco Central de Reserva del Perú

La necesidad de recursos financieros para poder ejecutar los proyectos hidroeléctricos ha encontrado otra fuente no menos importante en el Mercado de Carbono, generado a nivel internacional por la necesidad de enfrentar el cambio climático, y tal como veremos a continuación presenta condiciones de financiamiento muy favorables.

### **4.3 El Mercado de Carbono**

El Mercado de Carbono se forma a partir del compromiso adquirido por los países firmantes de la Convención Marco sobre el Cambio Climático, el producto que se

intercambia es un título que representa “la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero” que se generan ya sea por los mecanismos del Protocolo de Kioto que son vinculantes para los países que lo ratificaron, ó por mecanismos paralelos de intercambio voluntario en países como EE. UU.

Los mecanismos del Protocolo de Kioto son tres:

- a) el Comercio de Derechos de Emisión,
- b) la Aplicación Conjunta ,
- c) el Mecanismo de Desarrollo Limpio,

en cada uno de ellos se generan títulos ó certificados cuyos poseedores pueden intercambiar libremente en el mercado de carbono.

El Comercio de Derechos de Emisión o Emisión Trading (ET), funciona entre países del Anexo B del Protocolo de Kioto (ver cuadro N° A-1 de anexo A) y permite el intercambio de derechos de emisión que fueron asignados según sus emisiones históricas habiendo tomado como base el año 1990; si un país tiene emisiones por debajo de ese nivel entonces podrá negociar esa diferencia.

Algunos analistas cuestionan este intercambio al señalar que si un país logra emitir menor contaminación a la asignada entonces no debe generarse un negocio a partir de ese hecho. Por ejemplo se menciona el caso de Rusia que tiene un exceso de volumen asignado de 1,073 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> que los puede negociar. Estos excedentes rusos en el

mercado de carbono son conocidos como “aire caliente” y en el mismo caso se encuentra Ucrania cuyo exceso de volumen llega a 455 millones de toneladas.

El Protocolo exige que la utilización del comercio de emisiones sea complementario a los esfuerzos que los países deben realizar internamente y no permite justificar el total de su compromiso de reducciones con certificaciones hechas en otros países.<sup>17</sup>

El Mecanismo de Implementación Conjunta consiste en la ejecución de proyectos en cualquier país desarrollado que evite o reduzca las emisiones contaminantes, los certificados generados se distribuirán entre los países que participaron.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio se analizará con más detalle mas adelante.

Para facilitar las transacciones en los mercados de carbono el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático estableció como medida de equivalencia la tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente (tCO<sub>2</sub>e), que permite comparar el potencial de calentamiento de los diversos gases de efecto invernadero (ver cuadro Nro 2 de la página 34 ).

### **La Demanda en el Mercado de Carbono**

Los demandantes reales y potenciales de estos títulos son los países y empresas comprometidos con alcanzar la reducción de emisiones equivalentes al 5.2% de las

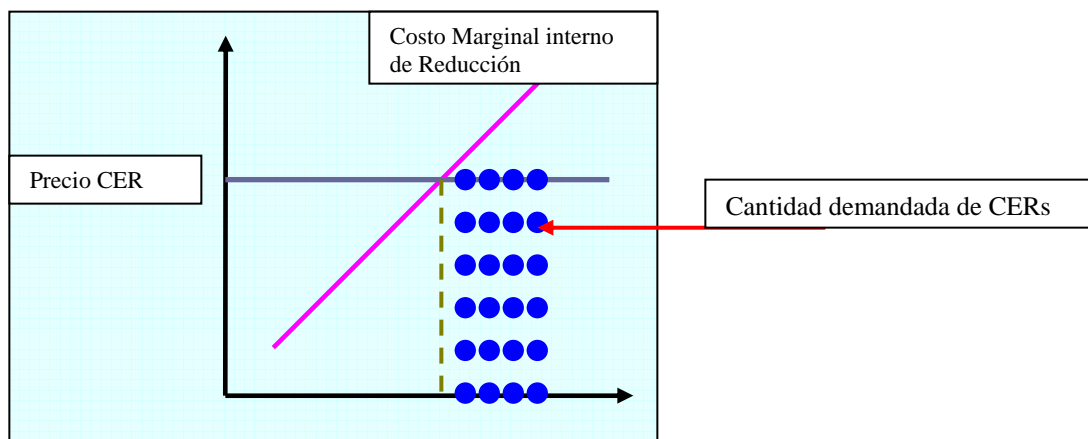
---

<sup>17</sup> Jean Acquatella, “Fundamentos económicos de los mecanismos de flexibilidad para la reducción internacional de emisiones en el marco de la Convención del Cambio Climático (UNFCCC)”, ed CEPAL, serie Medio Ambiente y Desarrollo, 2001, pág. 30

emisiones existentes en 1990 en el marco del Protocolo de Kioto, a ellos hay que agregarles EE.UU. y los inversionistas interesados.

Los países comprometidos deben identificar interiormente a las empresas que deberán reducir sus emisiones contaminantes, principalmente en actividades económicas como Transporte, Industrias de Cemento, Papeleras, Refinerías y Generación Eléctrica.

Por ejemplo para determinar las cantidades de certificados que demandará un país, se comparan por un lado los costos marginales de reducir emisiones internamente y por otro lado los precios de los certificados en el mercado; cuando los primeros sean mas altos, será preferible recurrir al mercado. En forma gráfica se puede representar como sigue:



Para favorecer el intercambio y reducir riesgos en las transacciones se han formado los Fondos de Carbono que son constituidos por aportes de gobiernos y/o empresas privadas de países desarrollados para promover el intercambio de créditos de carbono y financiar



proyectos de reducción de GEI en países en desarrollo a cambio de obtener los créditos de carbono.<sup>18</sup> Entre los principales Fondos de Carbono se pueden señalar:

**Cuadro N° 15**  
**Fondos en el Mercado de Carbono**

<b>Fondos Multilaterales</b>		
Prototype Carbon Fund	Banco Mundial	US \$ 180 mill
BioCarbon Fund Operations	Banco Mundial	US \$ (55 - 100) mill.
Community Development Carbon Fund	Banco Mundial	US \$ 128.6 mill
Umbrella Carbon Facility	Banco Mundial	US \$ 719 mill
Multilateral Carbon Credit Fund	Banco Europeo de Reconstrucción	Euros (50 - 150) mill
Spanish Carbon Fund - BM		Euros 220 mill
Italian Carbon Fund - BM		US \$ 45 mill
<b>Fondos Gubernamentales</b>		
Programa Belga	Bélgica	Euros 50 mill
Programa Austríaco	Austria	Euros 36 mill/año
Programa Piloto Finlandés	Finlandia	Euros 10 mill
<b>Fondos Privados</b>		
Greenhouse Gas Credit Agregation Pool	Natsource Corp.	Euros 455 mill
European Carbon Fund	French Caisse des Depots and Belgian/Dutch Fortis Bank	Euros 142.7 mill

Fuente : Banco Mundial y otras fuentes.

### **Oferta en el Mercado de Carbono**

La Oferta de certificados también proviene de los países comprometidos con la reducción de los gases de efecto invernadero, a ellos se agregan los países en desarrollo que han

<sup>18</sup> Teresa Ramos Gorostiza, "El papel de los Fondos de Carbono en la estrategia española de utilización de los mecanismos flexibles del Protocolo de Kioto", Revista ICE Nro 822, Mayo, 2005, España, pág 136

ratificado el Protocolo de Kioto y constituyen una parte importante de la oferta debido al Mecanismo de Desarrollo Limpio en el que pueden participar.

#### **4.4 El Mecanismo de Desarrollo Limpio y los proyectos hidroeléctricos.**

El Mecanismo de Desarrollo Limpio consiste en la ejecución de un proyecto que represente reducción o absorción de GEI en un país en desarrollo, los créditos ambientales (certificados) generados serán utilizados por la empresa o país desarrollado que los adquiera mediante el mercado o mediante su participación como socio del proyecto.

Este mecanismo empezó a funcionar el año 2000 antes de la entrada en vigencia del Protocolo de Kioto (2005) y tiene como autoridades: el Consejo Ejecutivo del MDL (es la máxima Autoridad de Supervisión a nivel internacional), la Autoridad Nacional Designada en cada País (que se encarga de autorizar y supervisar los proyectos locales), en el caso del Perú es el Ministerio del Medio Ambiente (MINAM).

El Mecanismo de Desarrollo Limpio puede considerarse como un intercambio de créditos financiero ambientales entre los agentes que participan, por un lado los países en desarrollo necesitan créditos financieros y/o tecnologías avanzadas, por el otro los países o empresas que necesitan los créditos de carbono o CER ( $1 \text{ CER} = 1 \text{ tCO}_2\text{e}$ ).

Las instituciones o países que ejecutan proyectos MDL no están obligados a la devolución de la ayuda que reciban ya sea tecnológica o de recursos financieros (ni devolución de

principal ni pago de intereses), pero a lo que si están obligados es a garantizar que el proyecto reduzca o evite la emisión de gases de efecto invernadero. Además, estos proyectos deben cumplir un doble objetivo, por un lado evitar o reducir la emisión de gases contaminantes y por otro se les exige que contribuyan al desarrollo sustentable.

Los plazos de acreditación de los certificados generados en estos proyectos consideran dos modalidades: a) por un período único de 10 años y, b) hasta por 21 años (un primer período de 7 años renovable hasta por 2 veces).

Un proyecto en el contexto del Mecanismo de Desarrollo Limpio debe completar una serie de etapas para lograr que la Junta Ejecutiva los acepte y autorice la emisión de los CERs, esto implica costos adicionales a los proyectos. Para facilitar este proceso y promover los proyectos, las Autoridades Designadas de cada país publican Guías de Procedimiento.<sup>19</sup>

Lograr que la Junta Ejecutiva llegue a validar los Certificados de Emisiones Reducidas de un proyecto MDL, demora un período entre 1 y 3 años.. En este período el proyecto recorre un proceso que consta de 9 etapas:<sup>20</sup>

1. Identificación del proyecto
2. Estudio de la Línea de Base, Adicionalidad y Protocolo de Monitoreo
3. Documento de Diseño de Proyecto
4. Aprobación del País Anfitrión

---

<sup>19</sup> FONAM, “El Mecanismo de Desarrollo Limpio. Guía práctica para desarrolladores de proyectos”, Lima, 2004.

<sup>20</sup> Idem, pág. 35 - 45

5. Validación
6. Registro
7. Negociación de contrato de compra de emisiones reducidas
8. Implementación y Monitoreo
9. Certificación y emisión periódica de CERs

Los proyectos pueden ser diversos, como por ejemplo proyectos de eficiencia energética, proyectos de forestación y reforestación de bosques, proyectos de tratamiento de desechos sólidos, proyectos de recursos energéticos renovables, etc., ésta investigación se centra en los proyectos hidroeléctricos que pertenece al grupo de recursos energéticos renovables.

Según información del Fondo Nacional del Ambiente en el año 2008 existían 40 proyectos de centrales hidroeléctricas en alguna de las etapas señaladas anteriormente. Ver el cuadro N° A-11 del Anexo A. Aprovechando los datos de este cuadro podemos explicar la metodología de la Línea de Base, aunque ésta se aplica para los proyectos individuales la utilizaremos para los datos globales de producción eléctrica, como se verá a continuación.

Al hacer la proyección de emisiones de CO<sub>2</sub>, uno de los supuestos aplicados es que se mantiene en el tiempo la situación actual de producción de electricidad, es decir de la producción total de electricidad se mantiene 66 % de origen hidráulica y 34 % de origen térmico. Podemos decir que es un supuesto optimista, porque las medidas de urgencia para asegurar el abastecimiento eléctrico indican que habrá un aumento del origen térmico.

Para efectos metodológicos, del cuadro N° A-11 seleccionamos solo los proyectos hidroeléctricos en validación y registrados, y suponemos que entrarán en operación a partir del año 2010 (por ejemplo la C.H. El Platanal se espera que entre en operación a fines del 2009). También vamos a suponer que van a evitar las emisiones de CO<sub>2</sub> al no utilizarse las centrales térmicas. Luego se prepara el cuadro N° A-12 del anexo A, obteniendo como dato consolidado que debido a estos proyectos hidroeléctricos la reducción sería de 1'545,949 toneladas de CO<sub>2</sub> anuales a partir del 2010.

Este dato de reducciones lo combinamos con los datos del Cuadro N° 8 de proyecciones de la pág. 64 y obtenemos el cuadro siguiente:

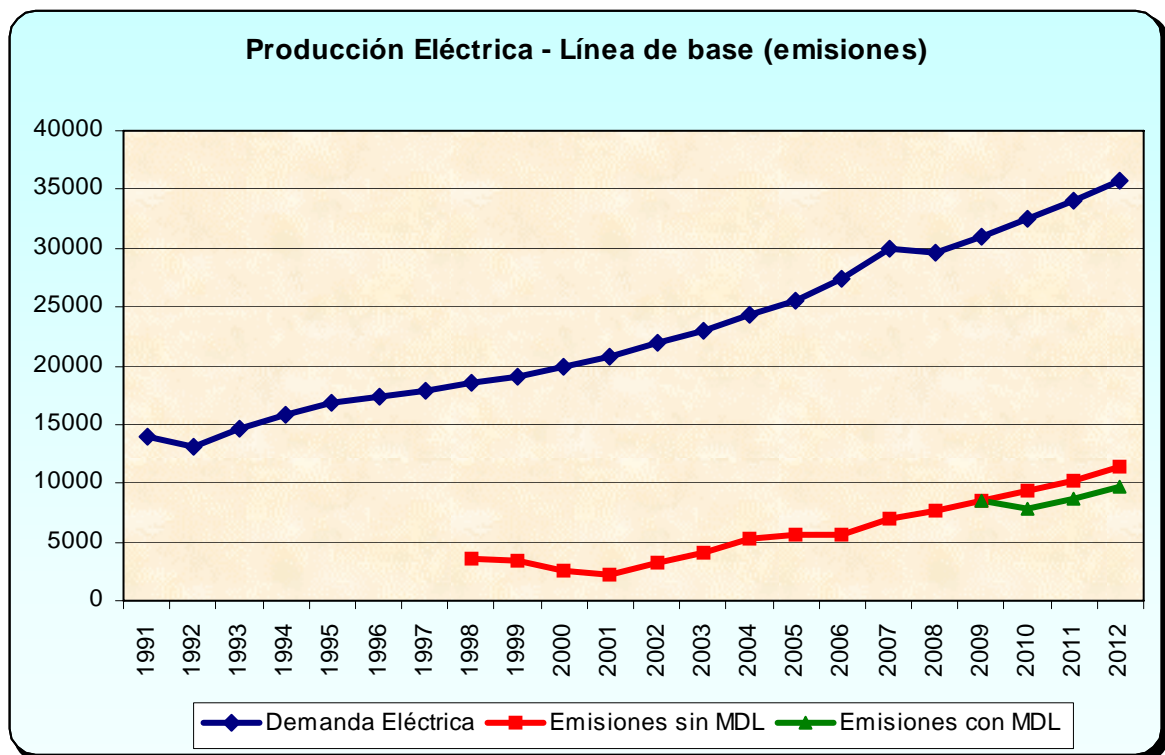
**Cuadro N° 16**

<b>Producción Eléctrica - Línea de base (emisiones)</b>			
	Prod. Electr. (Gwh)	Emisiones sin MDL (miles tCO <sub>2</sub> )	Emisiones con MDL (miles tCO <sub>2</sub> )
1991	13 901		
1992	13 044		
1993	14 679		
1994	15 843		
1995	16 880		
1996	17 280		
1997	17 953		
1998	18 583	3 608,1	
1999	19 050	3 384,0	
2000	19 923	2 605,7	
2001	20 786	2 296,4	
2002	21 982	3 233,9	
2003	22 923	4 044,0	
2004	24 267	5 344,5	
2005	25 510	5 735,0	
2006	27 370	5 701,1	
2007	29 943	7 043,2	
2008	29 600	7 725,7	
2009	31 011	8 474,4	8 474,4
2010	32 490	9 295,6	7 749,6
2011	34 039	10 196,3	8 650,3
2012	35 661	11 184,4	9 638,4

Elaboración propia. A los datos de Emisiones sin MDL se le resta 1,546 a partir del año 2010

Este cuadro muestra las siguientes proyecciones: en la primera columna, la proyección de la demanda eléctrica para el período 2008-2012, en la segunda columna para el mismo período la proyección de las emisiones de CO<sub>2</sub> en la generación eléctrica para abastecer esta demanda (“tal como venía ocurriendo la generación”) y en la tercera columna a partir del 2010 restamos de la columna 2 la cantidad de 1'546,000 que significa el ahorro de emisiones debido a los proyectos hidroeléctricos que entrarían en operación. Los datos de este cuadro se representan en la siguiente gráfica, la línea azul nos indica la evolución de la demanda eléctrica, la línea roja nos indica la evolución de emisiones de CO<sub>2</sub> y representa la *línea de base*, y la línea verde a partir del 2010 presentaría un quiebre de la línea roja si aplicáramos los proyectos hidroeléctricos bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio, representando la reducción de las emisiones.

**Gráfico N° 7**



Elaboración propia. Producción eléctrica en Gwh. Emisiones en miles de tCO<sub>2</sub>

### **Riesgos en los proyectos hidroeléctricos.**

Además de los riesgos comunes de todo proyecto como los riesgos de mercado, crédito, inflación, devaluación, etc., los proyectos en el marco MDL presentan otro tipo de riesgos que se deben agregar, como por ejemplo:

- 1.- Riesgo de que la Junta Ejecutiva del Protocolo no valide las Reducciones de un determinado proyecto (si la transacción de CERs se hizo con anterioridad a ello).
- 2.- Riesgos relacionados a la tecnología utilizada en un proyecto que no logre la meta de reducción de emisiones.
- 3.- Riesgo de que ocurra lo mismo que con los biocombustibles por el que los inversores no tiene el mismo entusiasmo inicial (estos tienden a encarecer los alimentos).
- 4.- Riesgo sobre lo que sucederá con el mercado después que se cumpla la primera etapa del Protocolo de Kioto, es decir después del 2012.

Si la diversificación de las inversiones se utiliza como mecanismo para reducir los riesgos tradicionales, en el caso de los riesgos adicionales mencionados, los Fondos de Carbono constituyen una alternativa para que los demandantes de créditos de carbono puedan reducir los riesgos.

### **Rentabilidad de los Proyectos**

En el análisis Económico Financiero de un Proyecto para evaluar la rentabilidad de un proyecto se debe considerar los ingresos y los egresos descontados, en el Perú, la ley

garantiza la rentabilidad para las empresas en el sector eléctrico en 12% y es la que se utiliza generalmente como tasa de descuento.<sup>21</sup>

En una publicación de la CEPAL sobre evaluación de proyectos encontramos como base conceptual lo siguiente:

“La evaluación privada utilizando el análisis costo-beneficio se basa en un concepto central de la teoría de finanzas y de economía: el valor de un activo cualquiera equivale a la suma de los flujos que genere en el futuro, calculada en el momento del estudio.”<sup>22</sup>

La ventaja de los proyectos que reducen la emisión de gases contaminantes como los proyectos hidroeléctricos, es que las reducciones de gases se pueden cuantificar y valorizar, generándose certificados (de allí su nombre de Certificados de Reducción de Emisiones) que posteriormente van a ser adquiridos por los demandantes de estos títulos.

Cuando no existía el Mercado de Carbono, el flujo de ingresos de los proyectos no consideraba aquellos ingresos provenientes de los efectos ambientales, actualmente al considerarse los ingresos que se obtienen por la venta de los Certificados de Emisiones Reducidas generan un apalancamiento financiero favorable que incrementa la rentabilidad de los proyectos y mejora las condiciones para negociar su financiamiento.

---

<sup>21</sup> Humberto Campodónico, “Las Reformas Estructurales del Sector Eléctrico Peruano y las características de la Inversión 1992 – 2000”, ed. CEPAL, serie Reformas Económicas Nro. 25, Chile, 1999, pag. 53.

<sup>22</sup> E. Ortigón, J.F. Pacheco, H. Roura, “Metodología General de Identificación, Preparación, y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública”, ed. CEPAL, Santiago de Chile, 2005, pág. 60



En una diapositiva de Julia Justo, Directora Ejecutiva del FONAM, se presentaron las siguientes estimaciones sobre la rentabilidad en algunos proyectos, estimaciones que fueron elaboradas por el Fondo de Carbono del Banco Mundial.<sup>23</sup>

**Cuadro N° 17**  
**Mejora de TIR en proyectos MDL**

Proyectos	Aumento de TIR (%)
Relleno Sanitario	5.5 - 50
Recuperación de Metano	7.0 - 12
Biomasa	2.0 - 8
Forestales	0.5 - 7
Energías Renovables	0.2 - 3
Calefacción de viviendas	0.5 - 1
Fuente: World Bank Carbon Finance La TIR se ha calculado con un precio de US\$ 6.5 por tCO <sub>2</sub> e	

Fuente: Exposición de Julia Justo. FONAM. Mayo. 2007

Los criterios mas utilizados para la evaluación de un proyecto son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), en ambos casos se hace uso de las matemáticas financieras.

El criterio del Valor Actual Neto plantea que si la diferencia entre los ingresos menos los egresos descontados es mayor o igual a cero el proyecto debe aceptarse, este resultado tiene magnitud monetaria.

---

<sup>23</sup> Julia Justo, “Oportunidades Financieras del Mercado de Carbono”, Exposición de FONAM, Mayo 2007

La Tasa Interna de Retorno tanto la Económica (TIRE) como la Financiera (TIRF) es el rendimiento promedio relativo en cada período del proyecto, este resultado tiene magnitud porcentual.<sup>24</sup>

Con información obtenida de la página web oficial del Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM por sus siglas en inglés) sobre los Proyectos Hidroeléctricos de Perú presentados a la Junta Ejecutiva, se ha construido el cuadro siguiente:

**Cuadro N° 18**

Mejora del VAN de Proyectos Hidroeléctricos de Perú - MDL			
	Tasa Dcto.	VAN sin CER	VAN con CER
C. H. La Virgen	12%	-14,489,660	-7,896,864
C. H. La Joya	12%	-4,891,350	-1,520,908
C. H. Poechos II	12%	-1,302,293	154,754
C. H. Carhuaquero IV	12%	-708,544	107,420
C. H. Cheves	10%	-15,298,198	10,292,507
C. H. Santa Rosa (2)	12%	654,720	893,840

(1) Datos tomados de <http://cdm.unfccc.int/index.html>

(2) Datos tomados de ESAN "Desarrollo del mercado de carbono en el Perú", p. 121

Se verifica en el cuadro la mejora del VAN al incluir en la evaluación los ingresos por la venta de los Certificados de Emisiones Reducidas generados por los proyectos.

<sup>24</sup> Sergio Bravo, "Análisis de Rentabilidad Económica y Financiera", ed. ESAN, Lima, 2003, pág. 16

Asimismo se ha preparado el cuadro N° 19 y también se verifica la mejora de la TIR (TIR Económica) de los proyectos hidroeléctricos MDL según el rango establecido en el cuadro N° 17 de la página 95. Los precios de los CER que figuran en este cuadro son los mismos que se utilizaron para calcular el VAN del cuadro N° 18.

**Cuadro N° 19**

<b>Mejora del TIR de Proyectos Hidroeléctricos de Perú - MDL</b>				
	Precio CER \$	TIR sin CER	TIR con CER	Var. TIR
C. H. La Virgen	8	9.06%	10.40%	1.34%
C. H. La Joya	18	7.735%	10.664%	2.93%
C. H. Poechos II	15	9.677%	12.280%	2.60%
C. H. Carhuaquero IV	8	10.464%	12.234%	1.77%
C. H. Cheves	10	9.29%	10.48%	1.19%
C. H. Santa Rosa (2)	5	16.12%	17.64%	1.52%

(1) Datos tomados de <http://cdm.unfccc.int/index.html>

(2) Datos tomados de ESAN "Desarrollo del mercado de carbono en el Perú", pág 123

### **Mercado MDL y Perspectivas**

El comercio de títulos generados en proyectos MDL ha estado creciendo permanentemente lo que significa cada vez un mayor interés de compradores y vendedores, en el siguiente cuadro se muestran algunos datos históricos para los años 2004 a 2006 en los cuales resalta el aumento promedio del precio del CER negociado ( $1 \text{ tCO}_2 = 1 \text{ CER}$ ):

**Cuadro N° 20**

<b>Volúmenes Negociados MDL</b>			
	T CO2 (mill)	US \$ (mill)	Precio Promedio CER
2004	107	544	5.1
2005	351	2655	7.6
2006	475	5257	11.1

Datos tomados de ESAN, " Desarrollo del Mercado de Carbono en el Perú", pág. 63

Asimismo los analistas coinciden que el mercado de carbono en general, y particularmente el de Mecanismo de Desarrollo Limpio tendrán un continuo crecimiento de las negociaciones en el período 2008 – 2012. En un artículo publicado en la Revista Temas de Management de Julio del 2006<sup>25</sup> se muestran los siguientes datos:

**Cuadro N° 21**

<b>Perspectivas de Comercio - MDL</b>			
	tCO2 (mill)	Total (mill US\$) 10 / CER	Total (mill US\$) 15 / CER
2008	2,258.61	22,586.10	33,879.15
2009	2,335.65	23,356.50	35,034.75
2010	2,413.43	24,134.30	36,201.45
2011	2,491.97	24,919.70	37,379.55
2012	2,571.26	25,712.60	38,568.90

Datos tomados de Revista "Temas de Management", UCEMA, Julio, 2006, pág. 25

---

<sup>25</sup> Fabricio Latrónico y otros, "Desafíos para el Desarrollo del Mercado de Carbono (CO<sub>2</sub>)", Universidad UCEMA, Argentina, págs. 24 – 29 <http://www.cema.edu.ar/cime/revista.html>.

Según estos datos, los recursos financieros que pueden ser transados en el futuro son considerables, representando una oportunidad para ejecutar proyectos que contribuyan al desarrollo sostenible en nuestro país, mejor aún si como se prevé el precio de los CER tiende a aumentar. Nosotros poseemos un potencial hidroeléctrico que podemos aprovechar con la ejecución de proyectos hidroeléctricos y cuyo financiamiento -como hemos analizado- presenta dificultades y debilidades.

Por último, para finalizar esta investigación cuyo tema es de trascendencia internacional y que las Naciones Unidas buscan resolver al menor costo posible -en el futuro se sabrá si los esfuerzos de hoy fueron suficientes- se menciona unos modelos que relacionan la energía y su impacto sobre el medioambiente.

### **Modelos de Evaluación Ambiental y Comercio**

En la Revista N° 822 del Instituto de Comercio Exterior de España<sup>26</sup> se publicó un artículo que analiza los principales modelos desarrollados para evaluar el impacto de las políticas y su incidencia en los sistemas energéticos.

Por ejemplo el Instituto de Prospectiva Tecnológica de la Comisión Europea conjuntamente con el Centro Nacional de Investigaciones Científicas de Francia han desarrollado el Modelo **POLES** (Prospective Outlook on Long-term Energy Systems). Según el artículo:

---

<sup>26</sup> J.C. Ciscar y A. Soria, “El Comercio Europeo de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero: Modelización y Regulación”, en Revista ICE Nro 822 de Mayo del 2005, España. Págs. 51 - 64

“POLES es un modelo diseñado para analizar el impacto de políticas energéticas y medioambientales sobre la evolución del sistema energético mundial a largo plazo..... El horizonte temporal del modelo es el año 2030 y en la actualidad se está preparando una versión con horizonte 2050”.<sup>27</sup>

La principal característica del modelo es su alto grado de detalle en la descripción de las tecnologías, para cada una de las regiones del planeta modela los mercados internacionales de petróleo, gas natural y carbón; también la demanda energética nacionales por sectores, las nuevas tecnologías de generación eléctrica, los sectores intensivos en energía, el suministro de energía primaria, etc.; y por último, se menciona que el modelo tiene 50,000 ecuaciones.<sup>28</sup>

La Universidad Técnica Nacional de Atenas junto a otras Instituciones desarrollaron otro modelo de simulación, el modelo **PRIMES**, considerado como un modelo de Equilibrio Parcial para el mercado energético europeo, el objetivo es la evaluación de los efectos económicos del mercado europeo de derechos de emisión, el horizonte del estudio también es el año 2030.<sup>29</sup>

---

<sup>27</sup> Idem, pág. 54

<sup>28</sup> Idem, pág. 54

<sup>29</sup> Idem, pág. 57

## **CONCLUSIONES**

- 1.- El uso de recursos energéticos en centrales térmicas para la generación eléctrica está contribuyendo al crecimiento de las emisiones de CO<sub>2</sub>, estimándose una tasa de crecimiento promedio anual de 9.69% para el período 1998 – 2007.
- 2.- El Mecanismo de Desarrollo Limpio representa una oportunidad para obtener financiamiento no reembolsable y hacer viables los proyectos hidroeléctricos; la venta de los Certificados de Emisiones Reducidas generados, mejora los indicadores de evaluación: aumenta el Valor Actual Neto y aumenta la Tasa Interna de Retorno.
- 3.- El aumento de la rentabilidad de los proyectos hidroeléctricos debido al Mecanismo de Desarrollo Limpio, los convierte en una alternativa de inversión para los recursos financieros institucionales como los fondos de pensiones privados, que buscan rentabilidades adecuadas.

## **RECOMENDACIONES**

- 1.- Ante la oportunidad que representa el Mercado de Carbono es recomendable un mayor aprovechamiento de los casi 59,000 MW del Potencial Hidroeléctrico, lo que permitirá: reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, mejorar la competitividad de las empresas al reducir el costo de la energía eléctrica, contribuir con el desarrollo sostenible y, mejorar la matriz energética al aumentar la participación de los recursos energéticos renovables.
- 2.- Se recomienda realizar un nuevo estudio y evaluación del Potencial Hidroeléctrico, tomando en cuenta los efectos del cambio climático sobre los Andes, que como señalan los especialistas y las evidencias, están disminuyendo los glaciares.
- 3.- Se recomienda una línea de investigación que analice y evalúe las causas de la pérdida de eficiencia energética, esta se ha deteriorado al utilizar mayor cantidad de electricidad por cada unidad de PBI producido, de 0.09 kwh en 1996, se consume 0.14 kwh. en el 2006 (significando un retroceso de 55%).
- 4.- Se recomienda también una mayor participación del Estado en la generación eléctrica, ante la debilidad mostrada por el modelo basado en la Economía de Mercado para el sector eléctrico: mayores emisiones de CO<sub>2</sub>, inseguridad del abastecimiento eléctrico y, mayores costos de producción; de esta manera la Sociedad Peruana pueda aspirar al Bienestar Social y el Desarrollo Sostenible.



5.- Se recomienda mayor participación de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos y de la Facultad de Ciencias Económicas, en el desarrollo de los conocimientos sobre este problema mundial, representando una oportunidad para realizar investigaciones y proyectos, que beneficien a la Sociedad y a la Universidad.

## BIBLIOGRAFÍA

- 1.- Acquatella, Jean      *“Fundamentos económicos de los mecanismos de flexibilidad para la reducción internacional de emisiones en el marco de la Convención del Cambio Climático (UNFCCC)”*, ed CEPAL, serie Medio Ambiente y Desarrollo, 2001
- 2.- Agenda Perú      *“Perú. Agenda y estrategia para el siglo 21”*, Lima, 2000, ver [www.agendaperu.org.pe](http://www.agendaperu.org.pe)
- 3.- Aguilar, Giovanna      *“El Sistema Tarifario del Sector Público de Electricidad, una evaluación desde el punto de vista de los usuarios”*, ed. PUCP. Documento de Trabajo N° 224, Lima, 2003
- 4.- Arribas H., Fernando      *“La idea de Desarrollo Sostenible”*, en Revista Sistema, N° 196, Enero 2007, ver <http://europa.sim.ucm.es/compludoc/AA?articulo>
- 5.- Aybar Cristina y otros      *“Efectos financieros y estratégicos sobre la estructura de capital de la pequeña y mediana empresa”* en Revista Moneda y Crédito N° 219, Universidad Complutense de Madrid, 2004
- 6.- BBVA Inversiones,      *“Participación de los Fondos de Inversiones Latinoamericanos en el Desarrollo de Infraestructura”*, Boletín Informativo N° 4, Abril 2005, ver <http://scotiacrece.com.do/pdf/boletines/inversiones/ABR%2005>.
- 7.- Bonifaz, José Luis      *“Distribución Eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia”*, ed. CIES-CIUP, Lima, 2001.
- 8.- Bravo, Sergio      *“Análisis de Rentabilidad Económico Financiera”*, ed. ESAN, Lima, 2003.
- 9.- Brealey R. y Myers S.      *“Principios de Finanzas Corporativas”*, ed. Mc Graw-Hill, 5ta ed., España, 2001
- 10.- Butze Aguilar, Walter      *“El cambio climático: un problema de energía”* en Revista EL Cotidiano vol 19 N° 123, México, 2004.
- 11.- Campodónico, Humberto      *“Cristal de Mira”*, ed. UNMSM, Lima, 2006.

- 12.- ----- *“Las Reformas Estructurales del Sector Eléctrico Peruano y las características de la inversión 1992 – 2000”*, ed. CEPAL, Serie Reforma Económicas N° 25, 1999.
- 13.- Carrascal Urcisinio y otros *“Análisis Econométrico con Eviews”*, ed. Alfaomega, 2001, México
- 14.- CEPAL *“Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe”*, ed. CEPAL, Santiago de Chile, 2003.
- 15.- Ciscar J.C. y Soria A. *“El Comercio Europeo de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero: Modelización y Regulación”*, Revista ICE N° 822, Mayo del 2005, España.
- 16.- Colby, Michael *“La Administración Ambiental en el Desarrollo: Evolución de los Paradigmas”*, en Revista El Trimestre Económico N° 231, México, 1991.
- 17.- Comisión Nacional de Energía de España *“Consumo de Energía y Crecimiento Económico”*, España, 2002
- 18.- Comunidad Europea *“Libro Verde. Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético”*, Luxemburgo, Oficina de Publicaciones, 2001.
- 19.- CONAM *“Informe Nacional sobre el Estado del ambiente. GEO PERÚ 2000”*, pág. Web: [www.conam.gob.pe](http://www.conam.gob.pe)
- 20.- Dammert, Alfredo y otros *“Análisis de las barreras y facilidades para la inversión en Centrales Hidroeléctricas”*, Documento de Trabajo. N° 24, Osinerg, Lima, 2006.
- 21.- De la Cruz Ricardo y García Raúl *“Mecanismos de Competencia en Generación de Energía y su impacto en la Eficiencia: El caso Peruano”*, ed. CIES, Febrero, 2002.
- 22.- Diarios *El Comercio, Gestión, Expreso.*
- 23.- Duarte R. y Feijoo M. L. *“¿Qué estamos haciendo por nuestro clima?. Un análisis de las emisiones de CO<sub>2</sub> en los países de la OCDE”*, Revista de la Facultad de Ciencias Económicas, U.N.M.S.M., N° 8, Junio, Lima, 1998
- 24.- Ekelund R. y Hebert R. *“Historia de la Teoría Económica y de su método”*, ed. Mc Graw Hill, 3ra ed., España, 1992

- 25.- Eguren, Lorenzo ***“El Mercado de Carbono en América Latina y el Caribe: balance y perspectivas”***, ed CEPAL, Serie Medio Ambiente y Desarrollo N° 83, Santiago de Chile, 2004
- 26.- Encina Francisco y Larraín Sara ***“Seminario Latinoamericano sobre energías renovables”***, Programa Chile Sustentable, 2004, ver [http://www.boell-latinoamerica.org/download\\_es/LocalContent](http://www.boell-latinoamerica.org/download_es/LocalContent)
- 27.- Estrada O.,Raúl ***“El mercado de títulos de carbono”*** en Revista de Comercio Exterior e Integración N° 11, Mayo 2008, Argentina
- 28.- FONAM ***“El Mecanismo de Desarrollo Limpio. Guía práctica para desarrolladores de proyectos”***, Lima, 2004.
- 29.- Galindo Luis y Aroche Fidel ***“Cambio climático y fundamentos económicos, el caso México”***, ed. s.n., México, 2000, ver <http://www.ine.gob.mx/cclimatico/descargas/aeconomico.pdf>
- 30.- Gallardo J., García R., Távara J. ***“Instituciones y diseño de mercado del Sector Eléctrico Peruano: Análisis de la Inversión desde el Enfoque de la Economía Institucional”***, ed. CIES, Informe Agosto 2005.
- 31.- Inclán Gallardo, Ubaldo ***“Mercado de Bonos de Carbono y sus beneficios potenciales para proyectos en México”***, Exposición de SENER, 2005, ver <http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources>
- 32.- Justo, Julia ***“Oportunidades Financieras del Mercado de Carbono”***, Exposición de FONAM, Mayo, 2007.
- 33.- Latrónico F. y otros ***“Desafíos para el Desarrollo del Mercado de Carbono (CO<sub>2</sub>)”***, en Revista Temas de Management, Julio, 2006, UCEMA, Argentina <http://www.cema.edu.ar/cimei/revista.html>
- 34.- Luyo, Jaime ***“Estabilidad Dinámica de los Mercados Eléctricos”***, en Revista Nro 14, Diciembre, 1999, Facultad de Ciencias Económicas, U.N.M.S.M.
- 35.- Macines R., Rogelio ***“Generación Eléctrica, alternativas e incidencia en la economía del Perú”***, tesis para optar el Título Profesional, F.C.E., U.N.M.S.M., Lima, 1985.
- 36.- Martín Miguel A. y Rivas-Llosa, Roddy ***“Un Balance del Sistema Financiero Peruano para el año 2007”***, paper CIES, Enero 2008.

- 37.- Martínez, Christian *“Seguridad de abastecimiento energético: mapa global de reservas y escenarios peak-oil”*, Enero 2007, ver paper en <http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/3873/1/55710-1.pdf>
- 38.- Masías, Lorena *“Inversiones de los fondos de pensiones: avances y nuevas alternativas de inversión”*, Lima, ver paper en [http://www.fiap.cl/prontus\\_fiap/site/artic/20061211/asocfile](http://www.fiap.cl/prontus_fiap/site/artic/20061211/asocfile)
- 39.- Masías, Lorena y Sánchez, Elio *“Competencia y Reducción de Comisiones en el sistema privado de pensiones”*, documento de trabajo SBS, Lima, 2007
- 40.- Mendiola Alfredo, y otros *“Desarrollo del mercado de carbono en el Perú”*, ed. ESAN, Lima, 2008.
- 41.- Ministerio de Energía y Minas *“Plan Referencial de Electricidad 2006 . 2015”*, Lima.
- 42.- ----- *“Uso Racional de Energía”*. Manual de consultores y expertos., Lima, 1999
- 43.- Ministerio de Industria Y Comercio de España *Revista y Boletín de ICE*, varios números
- 44.- Morón, Eduardo *“Reforma del Sistema de Pensiones: Efectos de la Reforma del Sistema de Pensiones sobre el Ahorro y la Producción”*, paper, Marzo, 2004
- 45.- Nicholson, Walter *“Teoría Microeconómica”*, ed. Thomson, 9na ed, México, 2007
- 46.- OLADE *“Competencia en Mercados Energéticos: una evaluación de la Reestructuración de los Mercados Energéticos en América Latina y el Caribe”*, Diciembre, 2004.
- 47.- ----- *“El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en América Latina y el Caribe: Lecciones aprendidas a nivel regional”*, Enero, 2007.
- 48.- OLADE-CEPAL *“Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe”*, ed. CEPAL, Santiago de Chile, 2003.
- 49.- Ortega Raimundo y Córdoba Miguel *“Costes Económicos del Cambio Climático: un posible acercamiento al caso de España”*, ver pág. Web : [www.colegiodeemeritos.es/docs/repositorio/es\\_ES](http://www.colegiodeemeritos.es/docs/repositorio/es_ES)

- 50.- Ortégón, J.F. y otros      ***“Metodología General de Identificación, Preparación, y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública”***, ed. CEPAL, Santiago de Chile, 2005
- 51.- PNUMA      ***“El Mecanismo de Desarrollo Limpio: MDL”***, Dinamarca, (traducción de CORDELIM), s/a.,
- 52.- -----      ***“El Cambio Climático en América Latina y el Caribe”***, SEMARNAT, México, 2006
- 53.- Prialé, Gonzalo      ***“Inversión en infraestructura en el Perú”***, exposición en AFIN, Mayo 2008.
- 54.- Revista      ***“El Trimestre Económico”***, N° 231, México, 1991
- 55.- Revista      ***“Revista de la Facultad de Ciencias Económicas”***, U.N.M.S.M., varios números
- 56.- Romero Noelia y Piñeiro Juan      ***“Implicaciones financieras de la gestión del medio ambiente para las empresas y para el mercado de capitales”***, en Revista Galega de Economía N° 002, Universidad de Santiago de Compostela, España, 2002.
- 57.- Segrelles, Jorge      ***“Hacia una política energética europea?”***, en Revista Cuadernos de Energía N° 13, Junio 2006, España.
- 58.- Stallings Bárbara, Studart.Rogerio      ***“Financiamiento para el Desarrollo. América Latina desde una perspectiva comparada”***, ed. CEPAL, Santiago de Chile, 2006
- 59.- Studart, Rogerio      ***“El Estado, los Mercados y el Financiamiento del Desarrollo”***, en Revista de la CEPAL N° 85, Abril, 2005.
- 60.- Vásquez C., Arturo      ***“Los Vínculos entre el Crecimiento Económico y la Infraestructura Eléctrica en el Perú, 1940-2000”***, Osinerg, Documento de Trabajo N° 17, Lima, 2004
- 61.- Vela, Sergio      ***“Marco Teórico de la directiva de Comercio de Emisiones”***, en Revista del Instituto de Comercio Exterior de España, N° 822, Mayo, 2005.

## **BIBLIOGRAFÍA ADICIONAL CONSULTADA**

- 1.- Agencia Internacional de Energía      ***“Manual de Estadísticas Energéticas”***, ed. OCDE, Luxemburgo, 2007
- 2.- Barrantes, Roxana y otros      ***“Propuesta Ambiental, acciones para un desarrollo sostenible en el Perú”***, ed. CIES, Lima, 2000.
- 3.- Bowler, Peter      ***“Historia Fontana de las Ciencias Ambientales”***, 1era ed. FCE, México, 2000
- 4.- Campodónico Humberto      ***“Las Reformas Energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú”***, ed. CEPAL, Santiago de Chile, 1998.
- 5.- CEPAL      ***“Fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe”***, ed. CEPAL, Santiago de Chile, 2004.
- 6.- Comisión de Tarifas Eléctricas      ***“Situación Tarifaria en el Sector Eléctrico Peruano”***, Lima, 1998
- 7.- Dammert, Alfredo y otros      ***“Los Efectos Económicos del Proyecto Camisea en el Perú, 2005-2014”***, Osinerg, Docum. de Trabajo N° 14, Lima, 2006.
- 8.- De la Cruz Ricardo y Mori Anthony      ***“¿Estamos produciendo energía eléctrica al menor costo?”***, Macroconsult, Lima. 2007.
- 9.- De Tapia Martín y otros      ***“Manual del Protocolo de Kyoto”***, ed Fundación Tormes-EB, España, 2005
- 10.- Delacámara Gonzalo y Azqueta Diego      ***“Análisis económico de los costos externos ambientales de la generación de energía eléctrica”***, ed. Naciones Unidas, Documento de proyecto, Santiago de Chile, Febrero, 2007.
- 11.- Eguren Lorenzo      ***“Mercado de energías renovables y mercado de carbono en América Latina: Estado de situación y perspectivas”***, ed. CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 119, Santiago de Chile, 2007.
- 12.- Field, Barry C. y Field, Martha K.      ***“Economía Ambiental”***, ed. Mc Graw Hill, España, 2002
- 13.- Gerbolini, Gian F.      ***“Teoría Económica, Empresa y Desarrollo”***, ed ESVPSRL, Lima, 1995

- 14.- Kolstad, Charles                    *“Economía ambiental”*, ed. Oxford, México, 2000
- 15.- OSINERG                            *“La industria del gas natural en el Perú”*, 2004, Documento de trabajo Nro 1, Lima.
- 16.- Pascó-Font, Alberto            *“Desarrollo Sustentable en el Perú”*, ed. Agenda Perú, Lima, 1999
- 17.- Pérez L., César                    *“Econometría de las Series Temporales”*, ed. Pearson, España, 2006
- 18.- Schuldt, Jurgén                   *“Somos pobres porque somos ricos?”*, ed. Congreso de la República, Lima, 2005.
- 19.- Villacorta, Edmundo            *“Potencial Hidroeléctrico a partir del uso de aguas residuales urbanas”*. Exposición en encuentro científico.
- 20.- Wooldridge, Jeffrey            *“Introducción a la Econometría”*, ed. Thomson, 2da ed., España, 2006.

### **DIRECCIONES ELECTRÓNICAS CONSULTADAS**

- 1.- Agenda Perú  
<http://www.agendaperu.org.pe>
- 2.- Banco Central de Reserva del Perú  
<http://www.bcrp.gob.pe>
- 3.- Consorcio de Investigación Económico Social  
<http://www.cies.org.pe>
- 4.- Convención Marco sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas  
[http://unfccc.int/portal\\_espanol](http://unfccc.int/portal_espanol)
- 5.- Consejo Nacional del Ambiente del Perú  
<http://www.conam.gob.pe>
- 6.- Consejo Nacional de Energía de España  
<http://www.cne.es>



- 7.- Consejo Nacional de Energía de Chile  
<http://www.cne.cl>
- 8.- Corporación Andina de Fomento  
<http://www.caf.com>
- 9.- Fondo Nacional del Medioambiente del Perú  
<http://www.fonamperu.org>
- 10.- Foro del Cenit del Petróleo  
<http://www.nodo50.org/worldwatch/ww/pdf/oil.pdf>
- 11.- Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Página oficial  
<http://cdm.unfccc.int/index.html>
- 12.- Ministerio de Energía y Minas del Perú  
<http://www.minem.gob.pe>
- 13.- Organismo Supervisor de Energía y Minas del Perú  
<http://www.osinerg.gob.pe>
- 14.- Organización del Cambio Climático  
<http://www.cambioclimaticoglobal.com>
- 15.- Organización de la Crisis Energética  
<http://www.crisisenergetica.org>
- 16.- Página web de Humberto Campodónico  
<http://www.cristaldemira.com/articulos>
- 17.- Página web de Jorge Manco Z.  
<http://kuraka.blogspot.com>
- 18.- Superintendencia de Banca y Seguros  
<http://www.sbs.gob.pe>

## **ANEXOS**

## **ANEXO A**

**Cuadro Nro A-1**

<b>Protocolo de Kioto. Metas cuantificadas de reducción de emisiones</b>				
<b>País (Anexo B)</b>	<b>Compromiso de reducción (1)</b>	<b>Último reporte (1999) (2)</b>	<b>Proyecciones BAU para 2010 (2)</b>	<b>Posible posición al 2010</b>
Alemania	92	-95	66	Comprador
Austria	92	9	9	Comprador
Bélgica	92	19	8	Comprador
Bulgaria*	92	-45	-10	Vendedor
Canadá	94	117	103	Comprador
Dinamarca	92	6.5	12	Comprador
Eslovaquia*	92	-17	de -5.4 a -13	Vendedor
España	92	82	84	Comprador
Finlandia	92	7	37	Comprador
Francia	92	49	70	Comprador
Grecia	92	24	de 32 a 49	Comprador
Holanda	92	34	53	Comprador
Hungría*	94	-8	-10	Vendedor
Italia	92	63	103	Comprador
Japón	94	176	319	Comprador
Noruega	101	6.7	16	Comprador
Nueva Zelanda	100	2	15	Comprador
Polonia*	94	-130	de -3 a -85	Vendedor
Portugal	92	16	16	Comprador
Reino Unido	92	-11	5	Vendedor
República Checa*	92	-38	de -27 a -53	Vendedor
Rumanía*	92	-80	41	Comprador
Rusia*	100	-1073	de -89 a -122	Vendedor
Suecia	92	6.4	9	Comprador
Suiza	92	4.3	4.2	Comprador
Ucrania*	100	-455	de -152 a -68	Vendedor
Australia	108	31	18	Comprador
Estados Unidos	93	1033	2154	Comprador

(\*) Países que están en transición a una economía de mercado

(1) % del nivel de 1990

(2) millones de tCO<sub>2</sub>e

Fuente: FONAM, "El Mecanismo de Desarrollo Limpio: Guía práctica para desarrolladores de proyectos", Lima, 2004, pág. 17

**Cuadro N° A-2**

<b>Evolución del PBI y Electricidad</b>				
	PBI*	Ventas de Electricidad**	Producción Electricidad**	Población***
1991	83,760	nd	13,901	22,180
1992	83,401	7,261	13,044	22,597
1993	87,375	8,311	14,679	23,010
1994	98,577	9,335	15,843	23,401
1995	107,064	9,849	16,880	23,775
1996	109,760	10,331	17,280	24,156
1997	117,294	12,451	17,953	24,518
1998	116,522	14,009	18,583	24,886
1999	117,587	14,592	19,050	25,234
2000	121,057	15,546	19,923	25,587
2001	121,314	16,629	20,786	25,920
2002	127,569	17,605	21,982	26,257
2003	132,546	18,375	22,923	26,577
2004	139,463	19,641	24,267	26,896
2005	148,458	20,701	25,510	27,219
2006	160,383	22,290	27,370	27,546
2007	174,328	24,722	29,943	28,221

\* en millones de nuevos soles de 1994

\*\* en Gwh

\*\*\* en miles de habitantes

Nd : no disponible

Elaboración propia

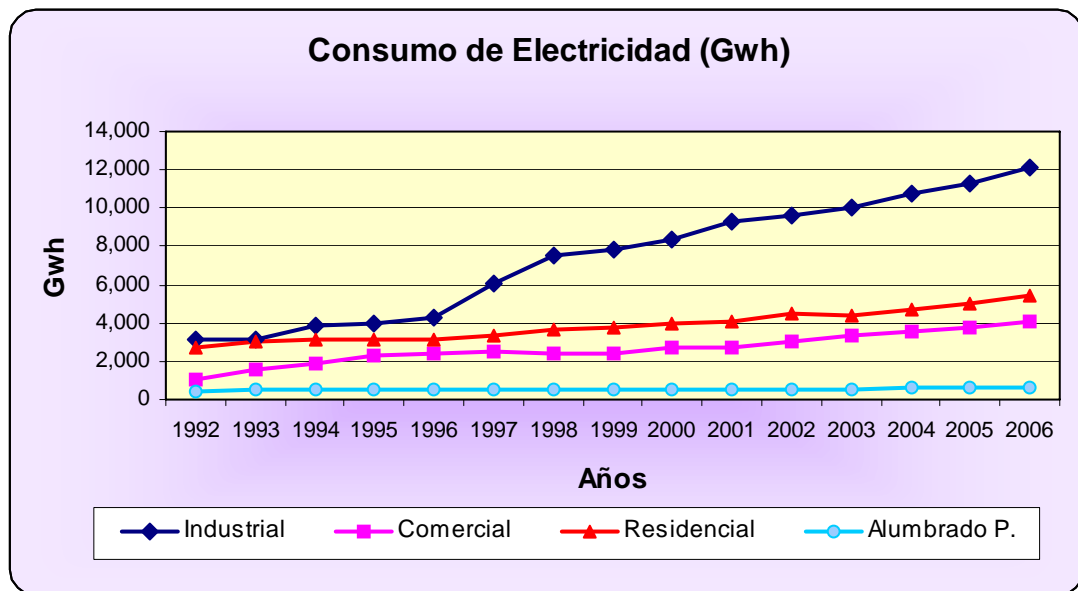
Datos de BCRP y Ministerio de Energía y Minas

**Cuadro Nro A-3**

<b>CONSUMO DE ELECTRICIDAD (GWH)</b>					
	Industrial	Comercial	Residencial	Alumbrado	TOTAL
1992	3,109	1,021	2,749	383	7,261
1993	3,175	1,602	3,064	471	8,311
1994	3,855	1,848	3,137	495	9,335
1995	3,964	2,249	3,154	483	9,849
1996	4,305	2,351	3,185	489	10,331
1997	6,058	2,480	3,386	528	12,451
1998	7,474	2,360	3,639	535	14,008
1999	7,856	2,420	3,773	543	14,592
2000	8,375	2,693	3,936	541	15,545
2001	9,281	2,762	4,044	542	16,629
2002	9,567	3,013	4,465	560	17,605
2003	10,039	3,341	4,425	570	18,375
2004	10,813	3,505	4,720	602	19,640
2005	11,280	3,768	5,021	632	20,701
2006	12,136	4,106	5,404	644	22,290

Datos de Ministerio de Energía y Minas

**Gráfico N° A-1**



**Cuadro Nro A-4**

<b>Producción y Consumo de Electricidad - año 2005</b>				
	Producción (Mwh)			Consumo (Mwh)
	Hidráulica	Térmica	Total	Total
Amazonas	35,811	241	36,052	47,855
Ancash	1,585,016	789	1,585,805	1,340,978
Apurimac	28,517	318	28,835	43,626
Arequipa	674,443	122,679	797,122	1,053,275
Ayacucho	15,810	1,273	17,083	52,703
Cajamarca	684,467	2,038	686,505	421,971
Cusco	753,155	138	753,293	628,032
Huancavelica	6,778,521	121	6,778,642	161,370
Huánuco			0	65,765
Ica		107,883	107,883	1,320,018
Junin	2,074,221	80	2,074,301	1,058,648
La Libertad	36,933	5,053	41,986	678,870
Lambayeque		20,148	20,148	299,361
Lima	3,584,537	2,301,941	5,886,478	10,270,118
Loreto	2,464	180,009	182,473	156,197
Madre de Dios		21,876	21,876	18,399
Moquegua		1,299,904	1,299,904	1,502,114
Pasco	251,026	16	251,042	308,611
Piura	115,749	565,952	681,701	558,059
Puno	768,886	2,971	771,857	235,758
San Martin	31,560	90,242	121,802	112,821
Tacna	109,066	86,297	195,363	135,297
Tumbes		50,653	50,653	93,987
Ucayali	1,428	1,363,547	1,364,975	128,724
<b>Total</b>	<b>17,531,610</b>	<b>6,224,169</b>	<b>23,755,779</b>	<b>20,692,557</b>

Elaboración propia. Datos de OSINERGMIN

**Cuadro N° A-5**

<b>Perú. Coeficiente de Electrificación</b>			
	<b>1993</b>	<b>2006</b>	<b>Variación</b>
Amazonas	17.24	55.70	223%
Ancash	48.22	79.30	64%
Apurimac	22.25	66.80	200%
Arequipa	75.33	96.40	28%
Ayacucho	30.11	75.20	150%
Cajamarca	17.06	38.20	124%
Cusco	45.46	68.20	50%
Huancavelica	21.43	68.10	218%
Huánuco	27.66	44.30	60%
Ica	78.00	88.30	13%
Junin	59.74	86.50	45%
La Libertad	57.97	77.00	33%
Lambayeque	66.81	86.40	29%
Lima	84.81	99.20	17%
Loreto	49.01	48.90	0%
Madre de Dios	48.96	63.50	30%
Moquegua	68.21	86.90	27%
Pasco	47.54	70.60	49%
Piura	43.26	72.10	67%
Puno	25.31	70.60	179%
San Martin	38.06	51.30	35%
Tacna	78.37	97.60	25%
Tumbes	72.96	85.90	18%
Ucayali	50.10	67.50	35%
<b>Total</b>	<b>58.26</b>	<b>78.70</b>	<b>35%</b>

Fuente: MINEM



**Cuadro N° A-6**

Consumo de Recursos Energéticos en la Producción de Electricidad											
		2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998
Combustibles*	Un. Medida										
Bagazo	kg	956957000	733576000	797261000	688531000	1033355000	641710000	325290000	400480000	390917	398768000
Carbón	kg	331996000	320230000	315031000	359480000	301392000	307660000	122092000	0	0	0
Diesel1	gl	91149	58602	80033	92899	298101	376622	759221	703093	1219432	2030345
Diesel2	gl	49898309	56788270	53437030	109749382	50474105	50963810	51269636	56400419	85027770	101109348
Gas Natural	m3	1966106465	1336233048	1287647537	735198142	439533526	364799126	290905880	270662928	325166389	278967494
Residual6	gl	29277651	30961382	35028209	41430551	28042404	27712519	29620271	35935581	41265191	41063891
Residual 500	gl	19364334	25739015	28666203	48268794	31512737	18804450	17069168	52071965	82176952	86361754
Residual 5	gl	769982	9488828	10368767	5404817	4629216	2443341	1036650	133246	97944	8556417
Gas de Refinería	m3	24525844	21481444	22390058	18034971	0	0	0	0	0	0
Kerosene Maple	gl	0	0	15461	133698	142670	0	0	0	0	0

- Solo empresas que informan al MEM
- Datos de Anuario Estadístico del MINEM 2007

Cuadro N° A-7

Factores de emisión CO <sub>2</sub> (IPCC)						
Combustible	Consumo (KJ)	Factor Carbono (tC/TJ)	Carbono (ton C)	Tasa oxidación %	Factor de Emisión (ton CO <sub>2</sub> /gal)	Factor de Emisión (kg CO <sub>2</sub> /TJ)
Residual 500	143,952	21.1	0.0030374	0.99	0.01103	76,593
Residual 6	143,572	21.1	0.0030294	0.99	0.01100	76,593
Kerosene	128,275	19.6	0.0025142	0.99	0.009	71,148
Diesel 2	132,462	20.2	0.0026757	0.99	0.010	73,326
GLP	92,296	17.2	0.0015875	0.99	0.006	62,436
Gasolina	112,328	18.9	0.0021230	0.99	0.008	68,607
Combustible	Consumo (KJ)	Factor Carbono (tC/TJ)	Carbono (ton C)	Tasa oxidación %	Factor de Emisión (ton CO <sub>2</sub> /kg)	
Carbón mineral	25,664	26.2	0.0006724	0.99	0.002	95,106
Combustible	Consumo (KJ)	Factor Carbono (tC/TJ)	Carbono (ton C)	Tasa oxidación %	Factor de Emisión (ton CO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup> )	
Gas Natural	35,937	15.3	0.0006498	0.995	0.002006	55,820

Fuente: CONAM. Diapositiva de Jaime Parada en exposición sobre Gas Natural

Cuadro N° A-8

T de CO <sub>2</sub> -Equivalente/GWh	
<b>Gas natural</b>	
Turbina de combustión/Ciclo simple	676,7
Ciclo combinado	415,3
<b>Carbón</b>	
Turbina a vapor	955,2
<b>Diésel</b>	
Motor diésel pequeño	1.004,0
Motor diésel mediano	836,6
Motor diésel grande	716,9
Turbina de combustión/Ciclo simple grande	838,4
Turbina de combustión/Ciclo simple mediano	931,5
<b>Bunker-C</b>	
Turbina a vapor	774,9

Fuente: IPCC 1996.

Fuente : Fonam, "MDL. Guia..." pág 132

**Cuadro N° A-9**

<b>Producción de Electricidad según Centrales Eléctricas (Gwh)</b>						
	Hidráulica	Térmica				Total
		Gas Natural	Residual	Carbón	Diesel	
2001	16807	744	484	339	89	18463
2002	17224	848	534	1009	43	19658
2003	17732	1230	809	860	58	20689
2004	16693	2170	1187	994	859	21903
2005	17101	4061	950	831	59	23002
2006	18671	4260	827	881	120	24759

Datos de Osinergmin en Plan Operativo del Sector Eléctrico 2006, pág. 18

**Cuadro N° A-10**

<b>Total Canon Hidroenergético (nuevos soles)</b>	
2004	96,341,282
2005	112,619,269
2006	127,631,249
2007	152,715,886
2008	146,314,898

Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas, [www.mef.gob.pe](http://www.mef.gob.pe)

Cuadro N ° A-11

PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS - MDL					
		Capacidad MW	tCO <sub>2</sub> / año	Etapas	Comprador
1	Poecho I	15.4	31878	Registrado	Prototype Fund Carbon
2	Poecho II	10	23055	en Validación	n.d.
3	Tarucani	49	153958	Registrado	por concretar
4	Carhuaquero IV	9.7	23909	en Validación	por concretar
5	Caña Brava	5.6	21632	Registrado	por concretar
6	San Diego	3.8	11954	PIN	n.d.
7	Chancay I	20	64897	PIN	n.d.
8	La Virgen	64	220194	Registrado	por concretar
9	La Joya	14.96	42848	en Validación	n.d.
10	El Platanal	220	501810	en Validación	AHL Carbono
11	Centauro I-III	30	126947	PIN	Cantor CO2e
12	Chaglla	360	1408943	PIN	n.d.
13	Calca	2	8311	PIN	n.d.
14	San Gabán I	150	530559	PIN	n.d.
15	San Gabán II	110	38801	PIN	n.d.
16	San Gabán III	174	676862	PIN	n.d.
17	San Gabán IV	130	483879	PIN	n.d.
18	Mancahuara	2.5	8666	PDD	n.d.
19	Hercca	6.7	22070	PIN	n.d.
20	Santa Rosa	4.1	17393	Registrado	Community Development Carbon Fund
21	Santa Cruz I	5.9	20602	en Validación	AHL Carbono
22	Callahuanca	72.7	18213	Registrado	ENDESA
23	Gera II	2	9973	PIN	n.d.
24	Pucará	191.4	555550	PDD	AHL Carbono
25	Pias I	12.6	45611	PIN	n.d.
26	Huanza	90.6	210629	PDD	n.d.
27	Marañón	96	236247	PDD	n.d.
28	Pariac CH 2-3	0.7	2846	PDD	n.d.
29	Pariac CH 5-6	7.7	30399	PDD	n.d.
30	Copa	77	233969	PDD	n.d.
31	Rapay	89	243647	PDD	n.d.
32	Aobamba	10	74005	PIN	n.d.
33	Machupicchu	75	294881	PDD	n.d.
34	Santa Teresa	87.57	386534	PIN	n.d.
35	Yuncan	136	497009	en Validación	n.d.
36	Chirhuain	5	18785	PIN	n.d.
37	Santa Rita	173	626197	PDD	EEA Fund
38	Central Graton	5	20272	PDD	n.d.
39	Yaupi	35	107592	PDD	n.d.
40	Pasto Bueno	0.8	5326	en Validación	n.d.

Fuente: FONAM

**Cuadro N° A-12**

<b>PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS - MDL (registrados o en validación)</b>					
		Capacidad MW	tCO <sub>2</sub> / año	Etapas	Comprador
1	Poechos II	10	23055	en Validación	n.d.
2	Tarucani	49	153958	Registrado	por concretar
3	Carhuaquero IV	9.7	23909	en Validación	por concretar
4	Caña Brava	5.6	21632	Registrado	por concretar
5	La Virgen	64	220194	Registrado	por concretar
6	La Joya	14.96	42848	en Validación	n.d.
7	El Platanal	220	501810	en Validación	AHL Carbono
8	Santa Rosa	4.1	17393	Registrado	Community Development Carbon Fund
9	Santa Cruz I	5.9	20602	en Validación	AHL Carbono
10	Callahuanca	72.7	18213	Registrado	ENDESA
11	Yuncan	136	497009	en Validación	n.d.
12	Pasto Bueno	0.8	5326	en Validación	n.d.
			<b>1,545,949</b>		

Fuente: FONAM

**Cuadro N° A-13**

Proyección Total de demanda del SEIN					
Escenarios Medio Período 2006 - 2015					
Año	Potencia MW	Energía Gwh	Factor de Carga	Variación Potencia	Variación Energía
2005	3305	23001			
2006	3629	24751	77.9%	9.8%	7.6%
2007	3787	26711	80.5%	4.3%	7.9%
2008	4025	28360	80.4%	6.3%	6.2%
2009	4222	29609	80.1%	4.9%	4.4%
2010	4448	31146	79.9%	5.4%	5.2%
2011	4755	33097	79.5%	6.9%	6.3%
2012	5042	35177	79.6%	6.0%	6.3%
2013	5382	37961	80.5%	6.7%	7.9%
2014	5903	41667	80.6%	9.7%	9.8%
2015	6199	43744	80.6%	5.0%	5.0%
Promedio Anual				6.5%	6.6%

Fuente: MINEM, “Plan Referencial de Electricidad 2006-2015”, pág. 79

**Cuadro N° A-14**

Emisión de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> ) EN EL SEIN Tn/Año			
Año	Conservador	Medio	Optimista
2006	2,830,923	2,834,364	2,839,409
2007	3,712,916	3,784,589	3,739,932
2008	4,128,887	4,513,666	4,618,341
2009	4,490,663	5,094,480	5,524,003
2010	4,168,070	4,570,734	5,663,401
2011	4,355,674	5,363,071	6,260,488
2012	4,444,270	5,682,493	8,291,727
2013	5,322,765	6,518,289	8,259,529
2014	5,004,825	7,594,564	8,071,544
2015	6,077,034	8,568,949	8,603,785
Crecimiento	8.9%	13.1%	13.1%
Promedio %			

Fuente: MINEM, “Plan Referencial de Electricidad 2006-2015”, pág. 142

## **ANEXO B**

## **ELABORACIÓN DE MODELO ECONOMETRICO DE DEMANDA**

Sabemos que la energía eléctrica es un insumo para producir un bien o un servicio y a nivel macroeconómico contribuye en la formación del Producto Bruto Interno (PBI); a su vez el nivel de PBI genera una necesidad de energía eléctrica ocurriendo lo que se conoce como la *demanda derivada*, por lo tanto como señala un estudio de Osinergmin,<sup>1</sup> no es fácil establecer una relación de causalidad entre estas variables.

En base al concepto de *demanda derivada*, se eligió elaborar un modelo econométrico de demanda siendo la variable dependiente la demanda eléctrica y como variables que la explican se considera al PBI que representa el Ingreso Disponible y otra variable independiente es la Población que expresa las necesidades de bienestar de la sociedad.

El modelo elaborado y aplicado se presenta en la página 57, pero antes de llegar a él se planteó otro modelo econométrico considerando a las ventas de electricidad como variable dependiente de demanda, explicada por el PBI y la Población como variables independientes, pero en este caso se estaría subestimando las necesidades de producción al quedar excluidos el autoconsumo de las generadoras así como las pérdidas en transmisión y distribución.

---

<sup>1</sup> Arturo Vásquez, “Los Vínculos entre el Crecimiento Económico y la Infraestructura Eléctrica en el Perú, 1940-2000”, Osinergmin, Documento de Trabajo N 17, Lima, 2004, pág. 8



El no estimar correctamente las necesidades de electricidad puede ocasionar un déficit en la capacidad de generación eléctrica, por lo tanto, originar problemas en la calidad del abastecimiento. Por ejemplo puede alterarse el nivel de voltaje afectando los equipos eléctricos de 220 voltios cuyos márgenes de protección no deben variar en mas del 10 %;<sup>2</sup> asimismo se ha llegado a calcular que el desabastecimiento de 100 Mwh ocasionaría al país un costo de 9.6 millones de dólares.<sup>3</sup>

Tan perjudicial como el déficit es el exceso de capacidad instalada, porque los recursos invertidos tienen un costo de oportunidad para el inversionista, de allí la importancia de la correcta estimación de las necesidades eléctricas.

Volviendo al modelo alternativo que se había considerado inicialmente, se aplicaron los datos del cuadro N° A-2 del anexo A convertidos a logaritmos naturales (ver cuadro N° B-2 de anexo B), al siguiente modelo econométrico en el programa E Views:

$$\text{Ln ventas} = c + b1.\ln \text{ pbi} + b2.\ln \text{ pob} + u$$

Los resultados se muestran en el siguiente resumen, resaltando la no significancia de la variable independiente PBI, a pesar de un buen valor del Coeficiente de Correlación (0.98).

---

<sup>2</sup> Ver Diario Gestión del 27-12-07, pág. 16

<sup>3</sup> Ver Suplemento DÍA\_1 del diario El Comercio del 25-08-08, pág. 16

Dependent Variable: LNVENTAS  
Method: Least Squares  
Date: 03/01/09 Time: 08:07  
Sample: 1992 2007  
Included observations: 16

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-48.01493	4.455891	-10.77561	0.0000
LNPI	-0.107272	0.235799	-0.454929	0.6567
LNPOB	5.802487	0.700650	8.281571	0.0000
R-squared	0.989730	Mean dependent var	9.561015	
Adjusted R-squared	0.988150	S.D. dependent var	0.371459	
S.E. of regression	0.040435	Akaike info criterion	-3.410866	
Sum squared resid	0.021255	Schwarz criterion	-3.266006	
Log likelihood	30.28693	F-statistic	626.4380	
Durbin-Watson stat	0.980259	Prob(F-statistic)	0.000000	

Asimismo también se elaboró un modelo econométrico de demanda eléctrica (nuevamente tomando los datos de producción eléctrica como datos de la variable dependiente) esta vez explicada por el PBI per cápita y la población, como se indica en el siguiente modelo:

$$\text{Ln demelectr} = c + b1 \text{ lnpbicap} + b2 \text{ lnpop}$$

Tomando los datos en logaritmos naturales, los resultados encontrados son:

Dependent Variable: LNDEMELECT  
Method: Least Squares  
Date: 03/01/09 Time: 08:21  
Sample: 1991 2007  
Included observations: 17

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-18.27890	1.755092	-10.41478	0.0000
LNPIBICAP	0.467445	0.143189	3.264532	0.0056
LNPOB	2.389188	0.280396	8.520759	0.0000
R-squared	0.987879	Mean dependent var	9.876433	
Adjusted R-squared	0.986147	S.D. dependent var	0.238363	
S.E. of regression	0.028055	Akaike info criterion	-4.150544	
Sum squared resid	0.011019	Schwarz criterion	-4.003507	
Log likelihood	38.27963	F-statistic	570.5085	
Durbin-Watson stat	1.527912	Prob(F-statistic)	0.000000	

Aunque los resultados son aceptables, no se consideró este modelo por la doble incidencia de la variable población en las variables independientes.

Se debe mencionar como aspecto metodológico que el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) en su modelo econométrico para estimar y proyectar la demanda de electricidad publicado en el Plan Referencial de Electricidad 2006 – 2015, suma las ventas de electricidad mas el consumo de las generadoras mas un porcentaje como pérdidas en distribución y transmisión, toda esa suma es considerada como variable de demanda.

Como ya hemos indicado los resultados obtenidos con nuestro modelo de la página 57 y resumidos en el cuadro N° 8 de la pág. 65, no varían mucho de los resultados estimados por el MINEM.

### **Proyección del PBI y Población en el tiempo.**

Para la proyección del PBI y la Población en el tiempo se utilizaron modelos básicos en función del tiempo, también tomando logaritmos naturales como se indica:

$$\text{PBI :} \quad \ln pbi = c + b1.tiempo$$

Los resultados obtenidos son:

Dependent Variable: LNPBI  
Method: Least Squares  
Date: 02/04/09 Time: 17:41  
Sample: 1991 2007  
Included observations: 17

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	11.30737	0.024319	464.9585	0.0000
TIEMPO	0.041096	0.002373	17.31604	0.0000
R-squared	0.952358	Mean dependent var	11.67724	
Adjusted R-squared	0.949181	S.D. dependent var	0.212653	
S.E. of regression	0.047938	Akaike info criterion	-3.127672	
Sum squared resid	0.034471	Schwarz criterion	-3.029647	
Log likelihood	28.58521	F-statistic	299.8452	
Durbin-Watson stat	0.572769	Prob(F-statistic)	0.000000	

Asimismo para la Población se estimó el siguiente modelo:

$$\text{Población : } \ln p_{ob} = c + b_1 \cdot \text{tiempo}$$

Siendo los resultados:

Dependent Variable: LNPOB  
Method: Least Squares  
Date: 02/04/09 Time: 17:43  
Sample: 1991 2007  
Included observations: 17

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.00204	0.002463	4061.086	0.0000
TIEMPO	0.014345	0.000240	59.68105	0.0000
R-squared	0.995806	Mean dependent var	10.13114	
Adjusted R-squared	0.995527	S.D. dependent var	0.072589	
S.E. of regression	0.004855	Akaike info criterion	-7.707518	
Sum squared resid	0.000354	Schwarz criterion	-7.609493	
Log likelihood	67.51390	F-statistic	3561.828	
Durbin-Watson stat	0.474621	Prob(F-statistic)	0.000000	

Con los resultados obtenidos de la proyección del PBI y población hasta el año 2012 se preparó el cuadro N° 6 de la página 62, cuyos datos se utilizaron para proyectar la demanda de electricidad mostrada en el cuadro N° 8 de la página 65.

## **ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES DE CO<sub>2</sub>**

Uno de los modelos utilizados para el cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub> es el del economista japonés Yoishi Kaya, quien es investigador del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático. Este investigador propuso el siguiente modelo que tiene por nombre Modelo de Kaya o Identidad de Kaya.

$$CO_2 = P * \frac{PIB}{P} * IEnergética * ICO_2$$

La cantidad de emisiones (CO<sub>2</sub>) está relacionada a factores o índices que a su vez están relacionados a las tendencias del consumo y producción de energía como la actividad económica representada por el PBI per cápita (PIB/P), la Intensidad Energética (IEnergética), que es el consumo de energía dividida entre el PBI, un Factor de emisión (ICO<sub>2</sub>), que es la cantidad de emisiones dividida por cada tipo de energía que la genera, e incluye la Población (P).

Otra forma de estimar las emisiones de CO<sub>2</sub> en la producción de electricidad sería utilizando la información publicada por OSINERGMIN en el Boletín de Operaciones del Sector Eléctrico del 2006. En la página 13 del boletín, se presenta un cuadro de producción de electricidad por tipo de Central y según los combustibles utilizados, ver cuadro N° A-9 del anexo A, a esos datos se aplicaron los factores de emisión de CO<sub>2</sub> publicados por el FONAM (ver cuadro N° A-8), obteniéndose el siguiente cuadro de emisiones:

**Cuadro N° B-1**

Emisiones de CO2 (por tipo de Central)						
	Hidráulica	Térmica				Total
		Gas Natural	Residual	Carbón	Diesel	
2001	0	503465	375052	323813	89356	1291685
2002	0	573842	413797	963797	43172	1994607
2003	0	832341	626894	821472	58232	2338939
2004	0	1468439	919806	949469	862436	4200150
2005	0	2748079	736155	793771	59236	4337241
2006	0	2882742	640842	841531	120480	4485596
						18,648,218

Elaboración propia con datos de Osinergmin.

En el caso del Modelo de Kaya no existe la suficiente información para elaborar un modelo econométrico, y en el segundo caso de las centrales, los resultados no son confiables al no coincidir los datos acumulado de producción eléctrica anuales (cuadro N° A-9) con los datos publicados por el MINEM en los Anuarios.

Para estimar las emisiones de CO<sub>2</sub> se utiliza una metodología mas simple que se explica en las páginas 63 a 65.

**Cuadro N° B-2**

<b>Evolución del PBI y Electricidad – logaritmos naturales</b>				
	PBI	Ventas Electricidad	Producción Electricidad	Población
1991	11.3357	nd	9.5397	10.0069
1992	11.3314	8.8903	9.4761	10.0256
1993	11.3780	9.0254	9.5941	10.0437
1994	11.4986	9.1415	9.6705	10.0605
1995	11.5812	9.1952	9.7339	10.0764
1996	11.6061	9.2429	9.7573	10.0923
1997	11.6724	9.4296	9.7955	10.1072
1998	11.6658	9.5474	9.8300	10.1220
1999	11.6749	9.5882	9.8548	10.1359
2000	11.7040	9.6515	9.8996	10.1498
2001	11.7061	9.7189	9.9420	10.1628
2002	11.7564	9.7760	9.9980	10.1757
2003	11.7947	9.8188	10.0399	10.1878
2004	11.8456	9.8854	10.0969	10.1997
2005	11.9081	9.9380	10.1468	10.2117
2006	11.9853	10.0119	10.2172	10.2236
2007	12.0687	10.1154	10.3071	10.2478

Elaborado en base al cuadro N° A-2 de anexo A.